

**METODOLOGÍA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES
DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN CON APLICACIÓN EN EL CIRCUITO
INDUSTRIAL NORTE**

EDGAR RAMÍREZ GUERRA

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA DE LA COSTA. CUC
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2005**

**METODOLOGÍA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES
DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN CON APLICACIÓN EN EL CIRCUITO
INDUSTRIAL NORTE**

EDGAR RAMÍREZ GUERRA

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

**DIRECTOR - ASESOR
INGENIERO ARIEL NÚÑEZ SUÁREZ**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA DE LA COSTA. CUC
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2005**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Barranquilla, Marzo de 2005

AGRADECIMIENTOS

Para la posible realización de este trabajo agradezco la inmensa colaboración y asesoramiento de los ingenieros Jaime Urquijo Vantrahlengs, responsable de la planificación de la Gestión de la energía y Javier Enciso, responsable del mantenimiento en la zona sur de la ciudad de Barranquilla en la empresa Electricaribe.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	13
0. GENERALIDADES DE LA EMPRESA	15
0.1 Misión	15
0.2 Visión	16
0.3 Organigrama de Electricaribe	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO	18
3. OBJETIVOS	20
3.1 Objetivo general	20
3.2 Objetivos específicos	20
4. DELIMITACIONES	21
4.1 Delimitación temporal	21
4.2 Delimitación espacial	21
5. MARCO TEÓRICO	22
5.1 Las pérdidas de energía eléctrica	22
5.2 Las pérdidas técnicas de energía eléctrica	23
5.3 Pérdidas de potencia en líneas	25
5.4 Pérdidas de potencia en transformadores	26
5.5 El alimentador primario	29
5.6 Cargas distribuidas	30

5.7 Factor de pérdida anual en el conductor	30
6. DISEÑO METODOLÓGICO	32
6.1 Instrumentos para la recolección de la información	32
7. GENERALIDADES DEL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE	32
7.1 INFORMACIÓN TÉCNICA BÁSICA DEL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE	33
7.2 Descripción de las redes	33
7.3 Centros de transformación	34
8. PLANTEAMIENTO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE	34
8.1 Determinación de las pérdidas técnicas mediante el uso de flujos de carga en la red de media tensión	36
8.2 Cálculo para determinar las pérdidas técnicas en las redes secundarias y en los transformadores	37
8.3 Porcentaje real de las pérdidas técnicas en el circuito	40
9. PROPUESTA DEL ESTUDIO PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE	40
9.1 SITUACIÓN SIN PROYECTO	41
9.2 SITUACIÓN CON PROYECTO	41
9.3 COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA SITUACIÓN SIN PROYECTO Y EN LA SITUACIÓN CON PROYECTO	42
10. ESTUDIO DE LOS COSTOS DE LAS PÉRDIDAS	42
10.1 EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA Y VIABILIDAD	44

DEL PROYECTO	
10.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN Y AOM (Administración, Operación y Mantenimiento)	44
11. EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR LA CREG	46
12. RECOMENDACIONES	51
CONCLUSIONES	52
BIBLIOGRAFÍA	53
ANEXOS	54

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Circuito equivalente de una línea	25
Figura 2. Circuito simplificado equivalente de una línea	26
Figura 3. Circuito equivalente de un transformador	27
Figura 4. Circuito equivalente de un transformador en carga	29
Figura 5. Curva de demanda máxima	35
Figura 6. Grafica representativa del costo de las pérdidas	51

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de los transformadores	34
Tabla 2. Estudio tipificado de pérdidas en la red secundaria y en los transformadores	38
Tabla 3. Resultados de las perdidas red + trafo	39
Tabla 4. Sistema de control de la energía	40
Tabla 5. Costos de la situación sin proyecto	45
Tabla 6. Costos de la situación con proyecto	46
Tabla 7. Evolución índice de pérdidas	48
Tabla 8. Índice de pérdidas	49

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1. Especificaciones técnicas de conductores	55
ANEXO 2. Datos de mediciones de corriente	56
ANEXO 3. Diagrama esquemático del circuito Industrial Norte	57
ANEXO 4. Pérdidas de potencia de la simulación situación sin proyecto	58
ANEXO 5. Pérdidas de potencia de la simulación situación con proyecto	60
ANEXO 6. Resultados obtenidos de la simulación situación sin proyecto	61
ANEXO 7. Gráfica de la regulación de la tensión situación sin proyecto	65
ANEXO 8. Resultados obtenidos de la simulación situación con proyecto	66
ANEXO 9. Gráfica de la regulación de la tensión situación con proyecto	74

RESUMEN

La importancia que tiene el desarrollo de este estudio es sumamente importante en muchos aspectos, sobre todo en la rentabilidad económica que obtendrían las empresas de distribución que en este caso concierne a Electricaribe; debido a que un mal manejo que se le de al tema de las pérdidas técnicas ocasionaría problemas de tipo financiero en la empresa y en cuanto a la eficiencia y calidad con que presta el servicio de energía eléctrica.

Realizar un estudio en disminución de pérdidas técnicas no es nada fácil, sobre todo cuando no se dispone de toda la información real que se necesitaría para desarrollar dicho estudio; es por eso que la metodología propuesta en este trabajo brinda la mejor elección que las empresas de distribución deben optar si quieren aumentar su rentabilidad económica. No obstante cabe anotar que las pérdidas técnicas ocasionan pérdidas de dinero a las empresas y por ende hacia los clientes, los cuales deben pagar al final por un servicio prestado.

Para finalizar se concluye que si las empresas de distribución no realizan inversiones en estudios y aplicación de disminución en pérdidas nunca serán empresas eficientes, rentables y altamente competitivas.

INTRODUCCIÓN

Debido a la problemática que existe actualmente en las empresas de distribución y en especial en ELECTRICARIBE. En cuanto al manejo de las pérdidas técnicas se refiere, surge la necesidad de realizar un análisis detallado de todos los aspectos que influyen de manera significativa en la determinación de las pérdidas técnicas, en este caso especial aplicado al circuito Industrial Norte perteneciente a la subestación Riomar localizada en la zona norte de la ciudad de Barranquilla; con el objetivo de reducir los porcentajes de pérdidas técnicas actuales a unos niveles admisibles.

En todo sistema eléctrico las pérdidas técnicas son inevitables, debido a que la energía que se suministra desde una fuente de Generación hasta los consumidores finales se pierde en su trayectoria en los elementos pertenecientes a la red como conductores, transformadores y otros dispositivos.

Para la realización de este trabajo se utilizó el método investigativo con base a los datos reales obtenidos de los recorridos realizados en el circuito Industrial Norte para identificar el estado actual de los elementos pertenecientes al sistema; una vez obtenida toda la información se procedió a la simulación del circuito con la ayuda del software DigSILENT Power factory 12.0 suministrado por la empresa ELECTRICARIBE. Con el objeto de obtener los valores de las pérdidas técnicas reales y así proceder a realizar las acciones correctivas para disminuir las pérdidas técnicas utilizando un modelo de red eficiente.

En este proyecto se analizan dos casos, el primer caso hace referencia a la red existente (circuito Industrial Norte) y el segundo caso pertenece al modelo de red eficiente propuesto en este trabajo.

También se analiza la parte económica de los dos casos, se comparan los costos de inversión, de administración, operación y mantenimiento para determinar los beneficios que se obtendrían en este estudio.

Finalmente se hace una explicación de cómo el nivel de pérdidas técnicas disminuye si la empresa realiza una inversión para la realización de estos estudios y que a su vez se ve reflejado en un costo menor de la energía que pagan los clientes.

0. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

ELECTRICARIBE tiene como funciones generales realizar la operación del sistema de distribución eléctrico y la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica en una amplia parte de la Costa Atlántica del país.

Esta empresa que heredó historia y tradiciones ha tenido que enfrentar un escenario socioeconómico y cultural hostil por lo cual han venido insistiendo en el mejoramiento del sistema operado, para brindar un mejor servicio de energía que contribuya a elevar el nivel de vida de los habitantes de esta parte del país.

Surge a partir del año de 1999, como parte de los problemas de administración política, diversidad de criterios comerciales, el clientelismo, los malos manejos, la mala calidad del suministro, la no existencia del cliente y la falta de tecnología.

Desde sus comienzos la empresa tuvo que afrontar problemas en la calidad del suministro de energía, desorden en las operaciones y en la gestión.

Para el presente año se vienen desarrollando actividades de orientación al cliente y de liderazgo empresarial.

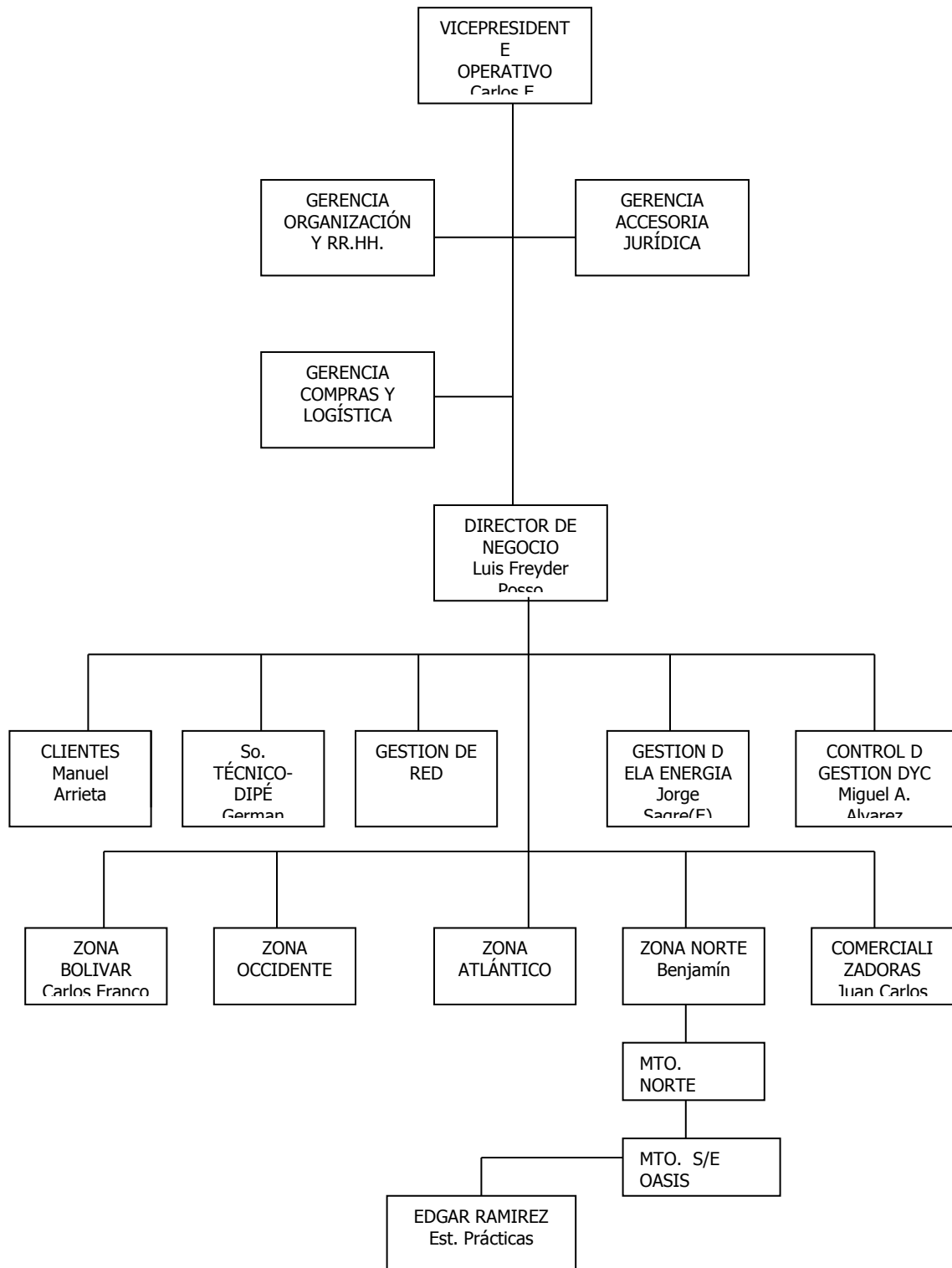
0.1 MISIÓN

Comprometerse con sus clientes a ofrecer un servicio de calidad y confiabilidad utilizando la mejor tecnología y desempeño de los grupos de trabajo.

0.2 VISIÓN

Ser reconocida con orgullo como una empresa eficiente en la prestación de un servicio público para contribuir al desarrollo socio-económico de la Costa Atlántica.

0.3 ORGANIGRAMA DE ELECTRICARIBE



1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las pérdidas técnicas son pérdidas de energía debidas a aspectos relacionados con el diseño, la planeación, la construcción y la operación del sistema eléctrico siendo generadas en conductores, transformadores y equipo eléctrico. Por esto se ha convertido en un problema para las empresas de distribución el mal manejo que se le da a las pérdidas técnicas. Criterios de calidad exigibles en el diseño de las redes y en la planificación, tales como los índices de caída de tensión, se pueden traducir en la elección de conductores de mayor sección lo cual influye en una reducción en las pérdidas técnicas. El incremento de la temperatura, y en consecuencia de resistencia de conductores hace que las pérdidas sean mayores; como el nivel de pérdidas aumenta a medida que el nivel de tensión en las redes disminuye, con lo que la mayor proporción de las pérdidas técnicas en la cadena Generador-cliente ocurre en la red de distribución; estas pérdidas técnicas que son pérdidas de energía se convierten en pérdidas de dinero para las empresas distribuidoras, a demás de ello depende que una empresa de distribución sea viable económicamente.

Los costos de la energía que los clientes deben pagar se incrementarían si la empresa no realiza inversiones para reducir las pérdidas, y de manera contraria una inversión en estudios de disminución en pérdidas lleva a un menor costo para los clientes.

2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

Con base a la problemática que presentan las empresas de distribución con respecto al manejo que le dan a las pérdidas técnicas en sus redes, es

indispensable realizar un estudio en disminución en pérdidas utilizando criterios adecuados y fundamentados.

La realización de un estudio en pérdidas técnicas es una de las alternativas que las empresas de distribución deben implantar, debido que de ello depende una adecuada eficiencia en la prestación del servicio y un beneficio económico para las empresas.

El circuito industrial Norte, el cual es objeto de este estudio representa un sistema eléctrico por lo cual en él se presentan pérdidas técnicas que son estimadas en valores de potencia y energía y que se convierten en pérdidas de dinero para la empresa ELECTRICARIBE, no obstante esas pérdidas de energía le son cobradas al usuario final, el cual debe pagar en su facturación.

Por lo tanto, con base a lo enunciado anteriormente se plantea la importancia de llevar a cabo el estudio propuesto en este trabajo que aplica a cualquier sistema eléctrico de distribución en los Niveles 1 (Baja tensión) y 2 (Media tensión) para obtener unos resultados óptimos como son: la excelente operación en las redes, la eficiencia y confiabilidad en la prestación del servicio, la durabilidad de los elementos y equipos pertenecientes al sistema, una mayor rentabilidad económica para las empresas distribuidoras, el reconocimiento de la eficiencia por los entes reguladores y por último la satisfacción de los clientes por el excelente servicio prestado.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Como objetivo general se espera realizar una propuesta de una metodología que conduzca a disminuir el índice de pérdidas técnicas en una red de distribución, optimizando el sistema eléctrico y mejorando la calidad del servicio hacia los clientes.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una inspección exhaustiva del circuito Industrial Norte para identificar los elementos que hacen parte del circuito.
- Diagnosticar las variables operativas de la red por medio de las curvas de demanda máxima, especialmente en las horas pico.
- Identificar los puntos estratégicos que presenta el circuito para realizar las mediciones de corriente en las redes.
- Realizar una simulación digital del circuito industrial norte para determinar las pérdidas técnicas
- Proponer un plan de acción para reducir las pérdidas técnicas en el circuito.
- Simular las condiciones operativas y realizar una evaluación técnico-económica que permita sustentar la viabilidad del estudio en cuestión

4. DELIMITACIONES

4.1 DELIMITACIÓN TEMPORAL

El tiempo de ejecución de este trabajo abarca los tiempos en que se diseñaron las instalaciones hasta el año en que las mismas tengan su vida útil.

4.2 DELIMITACIÓN ESPACIAL

Este trabajo se realizó en la ciudad de Barranquilla (Atlántico) Colombia, en las instalaciones de la subestación Riomar y el Centro Ejecutivo.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 Las pérdidas de energía eléctrica:

“EL conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas técnicas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica y son inherentes a la eficiencia del sistema para transportar esa energía hasta el consumidor final. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar según la función del Componente y según la causa que las origina (efecto corona en AT, efecto joule en líneas y transformadores, y magnetización del núcleo de transformadores).

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y no puede ser aprovechada, por lo que es uno de los objetivos primordiales de este proyecto. La estimación de las pérdidas de energía no es sencilla ya que requiere de un importante volumen de información sobre descripción de las redes y características de las cargas que no siempre está disponible en las propias empresas distribuidoras. La mejor estrategia para obtener una reducción en los niveles de pérdidas técnicas consiste en realizar una adecuada planificación y expansión de los sistemas eléctricos, buscando minimizar el coste social neto del sistema llegando a un punto en el que cualquier reducción adicional en el nivel de pérdidas sea compensada en los costos asociados a esa propia reducción.

A continuación se enumeran las medidas que se adoptan para reducir las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos:

- a -Diagnóstico del estado del sistema
- b -Predicción adecuada de la demanda

- c -Revisión de criterios de planificación
- d-Compensación del factor de potencia
- e -Reconfiguración de la red
- f -Mejora en el equilibrio de carga en las fases
- g-Respuesta en carga de los transformadores
- h-Gestión de la demanda

5.2 Las pérdidas técnicas de energía eléctrica:

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conversión de energía eléctrica. En cada elemento, y debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de la eficiencia limitada en la función que realiza. Las pérdidas se manifiestan en diferentes formas, principalmente como calor disipado, y aunque la energía eléctrica que se deriva por ellas no se aprovecha si forma parte de la energía generada en el sistema.

Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo, y su total resulta de la suma de las pérdidas en todos los elementos en operación.

Se pueden establecer distintas clasificaciones de las pérdidas:

1. Según la función del elemento que las causa :

a) Pérdidas por transporte

En líneas de reparto

En alimentadores primarios y secundarios

b) Pérdidas por transformación

En transformadores AT/MT
En CT'S MT/BT

2. según la causa que las origina

- c) pérdidas por efecto corona
- d) pérdidas por efecto joule
- e) pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

3. Según su relación con la demanda:

- A) Pérdidas asociadas a la variación de la demanda o pérdidas en carga.

También se denominan pérdidas variables. La magnitud de este tipo de pérdidas, que se debe principalmente al efecto joule, es proporcional al cuadrado de la corriente:

$$P_L = I^2 * R$$

Donde,

P_L = pérdidas en el elemento del sistema (W)

I = corriente que circula por el elemento (A)

R = resistencia del elemento (OHMS)

B) pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente con la carga del sistema o pérdidas en vacío. También se denominan Pérdidas fijas (efecto corona, corrientes parásitas e histéresis)

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión y se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas debido a las corrientes

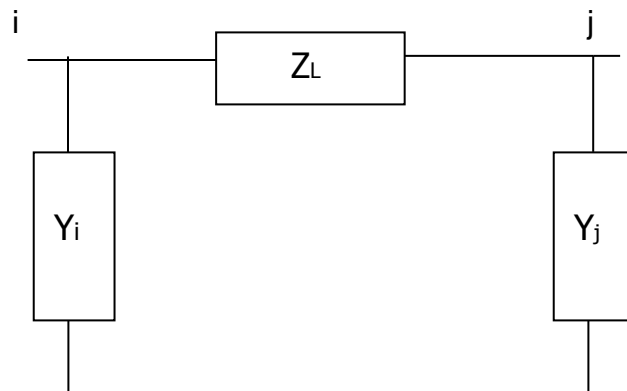
parásitas de foucault y a los ciclos de histéresis producidos por la corriente de excitación. Adicionalmente se incluyen en esta clase de pérdidas las debidas al efecto corona.

Dado que los sistemas eléctricos deben funcionar con pocas fluctuaciones de tensión se consideran estas pérdidas de vacío como un valor constante.

5.3 Pérdidas de potencia en líneas:

Los sistemas de distribución en MT están compuestos por líneas aéreas y/o subterráneas por las que circulan las corrientes necesarias para realizar el suministro de potencia e inherentes a este proceso aparecen unas pérdidas asociadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan.

Figura 1. Circuito equivalente de una línea.



Donde,

V_i = tensión en el punto i (V)

V_j = tensión en el punto j (V)

R = resistencia de la línea

X = reactancia de la línea

$Z_L = R + j.X$ = impedancia serie de la línea

G_i, G_j = conductancia de la línea

B_i, B_j = susceptancia de la línea

$Y_i = G_i + j.B_i$ = admitancia derivación de la línea en el nodo i

$Y_j = G_j + j.B_j$ = admitancia derivación de la línea en el nodo j

Pero en los sistemas distribución en MT los valores de conductancia y susceptancia son muy pequeños y se suelen despreciar, por lo que el circuito equivalente de la línea queda:

Figura 2. Circuito simplificado equivalente de una línea.



Por otra parte, dado que en las líneas de distribución en MT las tensiones son relativamente bajas, las pérdidas de potencia por efecto corona son prácticamente despreciables por lo tanto no se consideran.

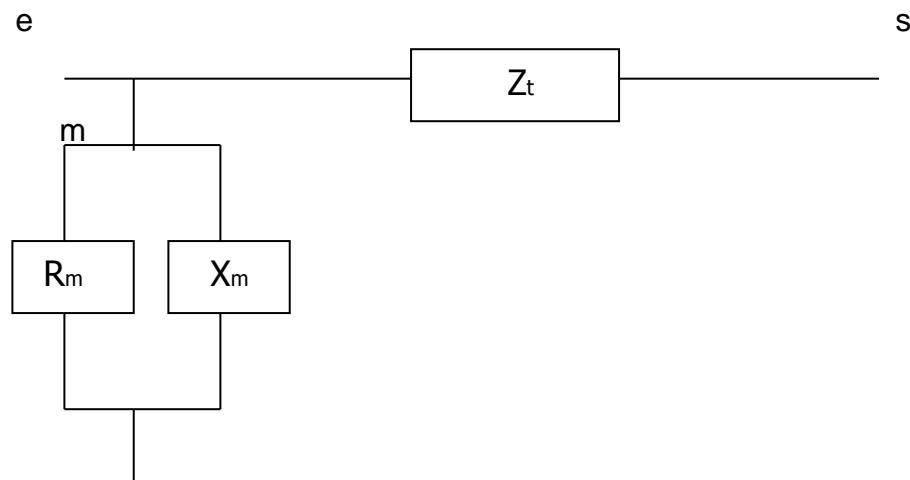
Se concluye por tanto que en líneas aéreas o subterráneas de distribución en MT las pérdidas óhmicas debidas a la resistencia de los conductores son las que determinan fundamentalmente el valor de pérdidas en la línea.

5.4 Pérdidas de potencia en transformadores :

Las pérdidas de potencia en un transformador están asociadas principalmente con:

- Las pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas con la resistencia de los arrollamientos del transformador, también conocidas como pérdidas en el cobre o pérdidas en carga.
- Pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada y relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, también conocidas como pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío

Figura 3. Circuito equivalente de un transformador.



Donde,

V_e : tensión de entrada (V)

V_s : tensión de salida (V)

I_s : Corriente de salida (A)

I_m : Corriente de magnetización (A)

R : Resistencia serie (pérdidas en el cobre)

X : Reactancia serie

Z_t : Impedancia serie del transformador

R_m : Resistencia derivación

X_m : Reactancia derivación

Las pérdidas en el cobre o dependientes de la carga vienen expresadas por la siguiente ecuación:

$$P_L = I^2 * R$$

Donde,

P_L : Pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas en carga (W)

I : Corriente de carga en amperios (A)

Las pérdidas asociadas con el hierro o pérdidas en vacío están dadas por :

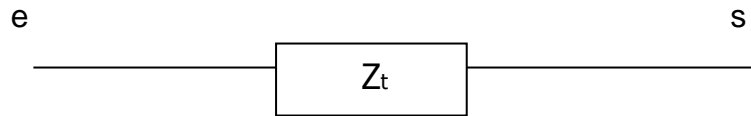
$$P_L^v = V_e^2 / R_m$$

Donde,

P_L^v : Pérdidas en vacío (W)

Pérdidas que por ser la tensión cercana al valor nominal se consideran constantes y, si la carga del transformador es elevada, serán menores que las pérdidas óhmicas.

Figura 4. Circuito equivalente simplificado de un transformador en carga.



En definitiva se observa que en transformadores con un grado de carga elevado, son las pérdidas óhmicas las que son más significativas, del mismo modo que ocurre en las líneas.

No obstante cabe señalar que en los CT'S las pérdidas de vacío de los transformadores, aunque son pequeñas cuantitativamente en valor relativo, si pueden ser representativas en valor absoluto dado que estos equipos están en tensión de modo permanente”¹.

5.5 El alimentador primario:

“La longitud del alimentador primario es un parámetro importante en el diseño de las redes de distribución que sirven a los diferentes tipos de clientes. Las cargas no lineales al final de primarios de longitud relativamente larga (> 5 Km.) influyen en forma sustancial en incremento de las pérdidas técnicas en la distorsión armónica del voltaje y la corriente que llegan a la barra de una subestación y en el comportamiento mismo del sistema.

¹ Determinación de las perdidas técnicas en una red de distribución. Universidad pontificia “Madrid”. Casanova, Javier .p9-12.

A medida que la longitud del primario se incrementa, la distorsión de la corriente como el voltaje lo hace de igual forma, la presencia del condensador en el punto de común acoplamiento de la red y las cargas en estudio, producen una resonancia armónica para cierta longitud del primario. Es de esperarse que las pérdidas por efecto piel se incrementen por efecto de la amplificación de la distorsión armónica.

Se obtiene la reducción máxima de las pérdidas en un alimentador con carga distribuida, al ubicar los bancos de condensadores a ese alimentador donde el número de Kilovars de los condensadores sea igual al doble del número de Kilovars de la carga.

Se cumple este principio sea que se conecten uno o mas de un banco de condensadores a un alimentador.

5.6 Cargas distribuidas:

Es posible calcular con facilidad las pérdidas de potencia en el conductor que resultan de una carga concentrada en un línea de distribución; sin embargo se considera en general que las cargas en los circuitos de distribución están uniformemente distribuidas, a menudo, pero no siempre de modo uniforme. La carga distribuida se puede considerar como concentrada de manera efectiva en un punto a lo largo del circuito para calcular las pérdidas $I^2.R$ en el conductor. Las pérdidas totales $I^2.R$ se pueden calcular al suponer que la carga esta concentrada a un tercio de la distancia total de la fuente; es conveniente desarrollar un solo circuito preciso equivalente para realizar dichos cálculos.

5.7 Factor de pérdidas anual en el conductor:

Es la razón de las pérdidas promedio anual en el conductor a las pérdidas en el mismo conductor con la carga pico. Se utiliza para determinar la energía total

anual disipada en las pérdidas en el conductor, al multiplicar el factor de pérdida anual por las pérdidas en Kilowatts con la carga pico, por el número de horas en un año. El factor de pérdidas está relacionado con el factor de carga anual, pero no es una función directa de este”².

² Manual de ingeniería eléctrica. Mc Graw – Hill. Fink. P 250-252.

6. DISEÑO METODOLÓGICO

El diseño de estudio que se planteó en este trabajo corresponde al diseño experimental debido a que se manejaron variables no comprobadas en condiciones rigurosamente controladas con el fin de describir de qué modo o por qué causa se produce la situación o acontecimiento particular.

6.1 INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para sustentar este trabajo se contó con la información de la Base de Datos de las Instalaciones suministrada por Electricaribe, planos cartográfico, transporte vehicular, Software para simulación de sistemas de potencia y la ayuda de personal capacitado en diferentes áreas.

7. GENERALIDADES DEL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE

El circuito Industrial Norte nace en la subestación Riomar ubicada en la Cra 64 entre Calles 85 y 86 de la ciudad de Barranquilla, el circuito es de calidad especial debido a que atiende a clientes de estratos cinco y seis, algunos comerciales, industriales y otros residenciales.

El circuito atiende la demanda de los barrios Villa del este, Paraíso, El Golf, Villa Country, El Country y una parte de Altos del Prado, señalando así la calidad de sus clientes en cuanto al pago de la energía se refiere.

El circuito tiene como punto de salida la Cra 64 con Clle 84 cuya matriz de media tensión a un voltaje de 13.8 Kv se prolonga por toda la Clle 84 hasta la Cra 68 desprendiéndose un ramal monofásico por la Cra 67 ; la matriz continúa por la Cra 68 como se señaló anteriormente hasta la Clle 79, se deriva por la Clle 80 hasta la Cra 60 bajando por la Clle 79; se deriva a lo largo de la Cra 57 hasta la Clle 77, a ambos extremos de la Clle 78 y por toda la Cra 55 entre Calles 78 y 77 en una estructura terminal doble compartida con el circuito Villa Country.

Las empresas distribuidoras miden generalmente el alcance de sus servicios a través de ciertos cocientes llamados parámetros de densidad. Estos parámetros indican que tipo de área es abastecido, por ejemplo en zonas rurales las redes son más extensas y sirven menos clientes por Kilómetro que en zonas urbanas.

Las empresas distribuidoras no sólo se caracterizan por la densidad del área en que suministran energía si no también por otros indicadores de eficiencia que son el número el número de clientes por operario y las pérdidas técnicas porcentuales de energía. Con base a lo expresado anteriormente se puede afirmar que el circuito industrial norte que representa un sistema eléctrico presenta niveles de pérdidas técnicas no tan altos en comparación con otros circuitos que manejan menos clientes por Kilómetro de longitud.

.

7.1 INFORMACIÓN TÉCNICA BÁSICA DEL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE

7.2 Descripción de las redes: El circuito industrial norte presenta una longitud de 5.56 Km de red en media tensión 13.8 Kv comprendida entre matriz y ramales ; la matriz la constituyen 5 tipos de conductores de los siguientes calibres : 4/0 Cu, 2/0 Cu, 1/0 Cu, 266 ACSR y 477 ACSR a su vez los ramales lo constituyen 2 tipos de conductores de los siguientes calibres : 4 Cu y 2 Cu.

El circuito está constituido por 100 tramos que van desde la salida del circuito hacia el primer centro de transformación, el siguiente centro de transformación y los puentes siguientes arrojando así longitudes distintas.

Se presenta en el anexo 1 las especificaciones técnicas de conductores correspondientes al circuito Industrial Norte.

7.3 Centros de transformación: el circuito está constituido por 203 transformadores de las siguientes especificaciones.

Tabla 1. Datos de los transformadores.

	NÚMEROS DE TRANSFORMADORES	
POTENCIA (Kva.)	1F	3F
15	1	0
25	3	0
37,5	13	3
30	0	3
45	0	2
50	23	0
75	29	36
100	42	15
112,5	2	31
TOTAL	203	

8. PLANTEAMIENTO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE

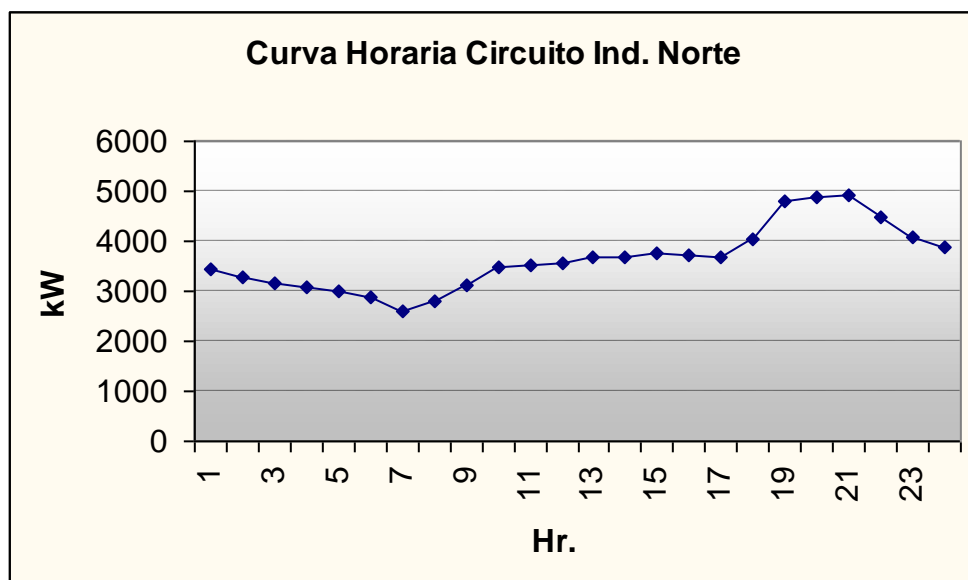
Como primera medida se procedió a realizar el levantamiento de toda la información obtenida anteriormente y la ubicación de unos puntos estratégicos para realizar las mediciones de corriente correspondientes; se escogieron matriz y

ramales para obtener diferentes valores de amperajes, en el anexo 2, se especifican los datos de las mediciones realizadas.

Con base a este resultado y los datos obtenidos anteriormente se procedió a simular el flujo de carga, en el anexo 3 se representa el diagrama esquemático del circuito Industrial Norte una vez simulado el flujo de carga.

Es importante aclarar que para poder simular el flujo de carga se estableció un parámetro importante, identificando la demanda máxima que se presentó el día 12 de diciembre de 2004 a las 22:00 horas y también se utilizó un estudio tipificado para determinar las pérdidas técnicas en las redes secundarias y en los transformadores, utilizando cada tipo de transformador en su conjunto, estimando el consumo medio (Kwh. -año) y el porcentaje de pérdidas que es el porcentaje de las pérdidas en la red secundaria y en los transformadores. Ver figura 6

Figura 5. Curva de demanda máxima



8.1 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE CARGA

Para determinar las pérdidas técnicas en el nivel de tensión II (13.8 KV) se simuló el circuito con la ayuda del DigSILENT Power factory 12.0. En el anexo 4 se observan las pérdidas de potencia que son de **46.51 Kw**, de acuerdo a este resultado y al de demanda máxima que es **4591.03 Kw** se determinan las pérdidas de energía en un día con la siguiente fórmula:

$$E_{\text{pér}} = F_p * P_p * T$$

$E_{\text{pér}}$: pérdidas de energía en el circuito (Kwh.)

F_p : factor de pérdidas

P_p : pérdidas de potencia en la condición de demanda máxima (Kw.)

T : intervalo de tiempo considerado (24 horas)

$$F_p = F_{c2} * 0.7 + F_c * 0.3$$

F_c : factor de carga, es la relación entre la demanda máxima y la demanda pico en el sistema.

$$F_c = D_{\text{máx}} / D_{\text{pico}} < 1$$

$$D_{\text{máx}} = 4591 \text{ Kw.}$$

$$D_{\text{pico}} = 5000 \text{ Kw}$$

$$F_c = 0.9$$

$$F_p = 0.863$$

$$P_p = 4591.03 \text{ Kw.}$$

$$E_{\text{pér}} = 0.86 * 4591.03 \text{ Kw.} * 24\text{h} = \mathbf{94758.85\text{Kwh}}$$

Este valor corresponde a las pérdidas de energía a partir del valor de pérdidas de potencia que se presentan en el momento de demanda máxima.

Ahora se determinan las pérdidas de energía en la red de Media tensión (13.8Kv)

$$E_{\text{pér MT}} = F_c * P_{\text{PMT}} * T$$

$E_{\text{pér MT}}$: pérdidas de energía en la red de Media tensión (Kwh.)

F_c : factor de carga

P_{PMT} : pérdidas de potencia en la red de Media tensión (Kw.)

T : intervalo de tiempo considerado (24 horas)

$$E_{\text{pér MT}} = 0.9 * 46.51 \text{ Kw.} * 24 \text{ h} = \mathbf{1004.616 \text{ Kwh}}$$

8.2 Cálculo para determinar las pérdidas técnicas en la red secundaria y en los transformadores:

Para determinar las pérdidas técnicas en la red secundaria y en los transformadores se utilizó un estudio tipificado presentado a continuación:

Tabla 2. Estudio tipificado de pérdidas en red secundaria y transformadores.

Capacidad Predom. Kva.	1F/3F	Consumo medio Kwh.-año	TOTAL
			% de pérdidas
			Red + Trafo
15	1F	37.480	6,43%
25	1F	52.471	4,90%
37,5	1F	74.959	5,68%
50	1F	94.948	6,96%
75	1F	119.935	6,44%
100	1F	137.425	4,45%
15	1F	17.490	6,84%
25	1F	27.485	6,71%
37,5	1F	39.978	5,32%
50	1F	44.976	6,34%
75	1F	69.962	6,93%
30	3F	47.474	5,14%
45	3F	69.962	4,57%
75	3F	97.447	10,77%
112,5	3F	159.913	5,90%
45	3F	44.976	7,35%

Con base a estos datos y a la siguiente fórmula:

**Consumo medio (Kwh. – año) * %pérdidas (red + trafo) / 365 días al año * #
trafos**

Con base a esta fórmula y los datos obtenidos anteriormente se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 3.Resultados pérdidas red + trafo

CAPACIDAD (Kva.)	PERDIDAS EN UN DÍA (Kwh.)
15	6,6
25	21,1
37,5	186,6
30	20
45	17,5
50	179,6
75 1F	613,6
75 3F	1035,1
100	95,3
112,5	853
TOTAL	3028,4

La capacidad total instalada en el circuito es de **16.5 MVA** y las pérdidas que presenta el circuito en la red secundaria y en los transformadores es **3028.4 Kwh**. Ahora determinamos las pérdidas totales del circuito de la siguiente manera :

$E_{\text{pér MT}} + E_{\text{pér BT + trafos}}$

$E_{\text{pér BT + trafos}}$: pérdidas de energía en la red de Baja tensión y en los transformadores.

$E_{\text{pér MT}} + E_{\text{pér BT + trafos}} = 1004.616\text{Kwh} + 3028.4 = 4033.016 \text{ Kwh.}$

Ahora se determina el porcentaje total de las pérdidas en el circuito.

$\% \text{ Pérdidas} = (E_{\text{pér MT}} + E_{\text{pér BT + trafos}}) / E_{\text{pér}} * 100$

$$\% \text{ Pérdidas} = (4033.016 / 94758.85) \text{ Kwh.} * 100 = \mathbf{4.3 \%}$$

Este porcentaje de pérdidas esta fundamentado de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 4. Sistema de control de la energía

POSICIÓN	ENTRADAS	E.FACTURADA S + PEAJES	PÉRDIDA S DE RED	% PÉRDIDA S DE RED
INDUSTRIAL NORTE	2.735,27	-2.545,54	189,73	6,94

8.3 Porcentaje real de las pérdidas técnicas en el circuito:

El porcentaje de pérdidas totales en el circuito industrial norte corresponde al 6.94%, incluyendo perdidas técnicas y no técnicas, correspondiéndole a las técnicas un porcentaje del 4.3% y a las no técnicas el 2.64%. Concluyendo así que las pérdidas no técnicas son menores debido a que el circuito presenta una facturación por recaudo buena.

9. PROPUESTA DEL ESTUDIO PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE

La propuesta en este trabajo para reducir las pérdidas técnicas en el circuito se fundamenta en la escogencia adecuada del tamaño y el tipo de los conductores para el nivel de tensión 2 (13.8 Kv), el criterio que se utilizó para llegar a esta conclusión se debe a la inadecuada utilización de conductores en la matriz, lo que produce un aumento en las pérdidas técnicas y posibles fallas en el sistema, la conexión de conductores de distintos calibres es una prueba real de la pésima configuración, especialmente cuando éstas se realizan en la matriz ; la cual

debería estar diseñada con un solo tipo de conductor adecuado a las exigencias que presenta el circuito.

En este estudio se propone cambiar el calibre de la matriz actual (4/0 Cu, 2/0Cu, 1/0 ACSR, 266 ACSR, 477 ACSR) por un solo tipo de calibre 4/0Cu.

Una vez escogido el tipo de calibre adecuado se simuló el flujo de carga en el circuito con los cambios realizados, obteniendo así unos resultados de pérdidas técnicas favorables.

9.1 SITUACIÓN SIN PROYECTO

Hace referencia a la red existente con una configuración inadecuada y unos porcentajes de pérdidas del 4.3% obtenido anteriormente con estudios de pérdidas y simulación digital.

9.2 SITUACIÓN CON PROYECTO

Se refiere a la propuesta realizada en este estudio con base a un tipo de red eficiente bajo una configuración óptima en donde las pérdidas de energía se determinan de la siguiente manera:

Una vez simulado el circuito por medio del flujo de carga con el conductor seleccionado, calibre 4/0 Cu las pérdidas en la red de Media tensión son de **39.42Kw** este resultado se presenta en el Anexo 5, donde están los resultados obtenidos de la simulación con la ayuda del DigSILENT power factory 12.0 de esta manera se obtienen las pérdidas totales para esta situación de la forma siguiente:

$$E_{\text{pér MT}} = 0.9 * 39.42 \text{ Kw.} * 24\text{h} = 758.4 \text{ Kwh.}$$

$$E_{\text{pér MT}} + E_{\text{pér BT}} + \text{trafos} = 3786.8 \text{ Kwh.}$$

$$\% \text{ Pérdidas} = (3786.8 / 94758.85) \text{ Kwh.} * 100 = \mathbf{3.5\%}$$

9.3 COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA SITUACIÓN SIN PROYECTO Y EN LA SITUACIÓN CON PROYECTO

Es evidente la reducción de las pérdidas en la situación sin proyecto comparado con la situación con proyecto, la diferencia es de **0.8%** cuyo valor no es tan alto y parecería muy bajo para realizar una inversión en las redes para disminuir los costos que las pérdidas ocasionarían, sin embargo como el proyecto está fundamentado en proponer una metodología para reducir las pérdidas técnicas en las redes de distribución, se explicará en el capítulo siguiente cómo influyen las pérdidas en los costos generales que manejan las empresas.

10. ESTUDIO DE LOS COSTOS DE LAS PÉRDIDAS

En este capítulo se explicará qué papel juegan las pérdidas técnicas en los costos del negocio de la distribución, cuánto cuestan en dinero las pérdidas técnicas, cual es el ahorro en dinero que las empresas distribuidoras en este caso Electricaribe obtendrían si se disminuyen las pérdidas técnicas y por último la relación que existe entre el costo de las pérdidas de una empresa de distribución y el costo de las pérdidas para el consumidor final.

El costo que incurre en el ejercicio de la actividad de distribución se determinan en la fijación de las tarifas eléctricas y ésta está formada por:

- a- Costos de inversión
- b- Costos de administración, operación y mantenimiento
- c- Pérdidas de potencia y energía
- d- Compras de energía y costos de comercialización

Los tres primeros ítems son los que importan en este estudio, sin embargo se explicarán los demás a continuación:

G: costo compra de energía (\$ / Kwh.) = 81.97

T: costo promedio por uso STN (\$ / Kwh.) = 17.47

PR: fracción pérdidas de energía acumuladas en % = 14.75

$(G + T) / (1 - PR) \$ / Kwh. = 116.64$

D: costo distribución (\$ / Kwh.) = 80.11

O: costo adicional mercado mayorista (\$ / Kwh) = 8.65

C: costo comercialización (\$ / Kwh.) = 16.36

Cu: costo unitario de prestación del servicio (\$ / Kwh.) = 221.76

Obs. : estos datos fueron suministrados por la empresa Electricaribe y corresponden a la tarifa vigente del mes de enero de 2005.

El costo de las pérdidas se determina de la siguiente forma:

$$\mathbf{C_{pérd} = E_{pér MT} + E_{pér BT + trafos} * (G + T) / (1 - PR) * T}$$

Cpérd : costo de las pérdidas en dinero

$(G + T) / (1 - PR) = \$ 116.64 / Kwh$

T : intervalo de tiempo (30 días)

1- Para la situación sin proyecto tenemos :

$$\mathbf{C_{pérd} = 4033.016 Kwh * \$ 116.64 / Kwh * 30 = \$ 14'112330}$$

2 – Para la situación con proyecto tenemos:

$$\mathbf{C_{pérd} = 3786.8 Kwh * \$ 116.64 / Kwh * 30 = \$ 13'250770}$$

Con base a estos resultados se obtiene un ahorro de \$ 861560 al mes y que en un año corresponden a **\$ 10'338720** (diez millones trescientos treinta y ocho mil setecientos veinte pesos)

10.1 EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA Y VIABILIDAD DEL PROYECTO

Como se pudo observar anteriormente la empresa se ahorraría un valor de **\$ 10'338720** al año si se realiza el estudio, pero este valor no es lo suficientemente grande comparado con los valores de inversión que se necesitarían para la ejecución del proyecto, esta explicación se presenta en el siguiente análisis de las situaciones planteadas en este trabajo.

10.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN Y AOM (Administración, Operación y Mantenimiento)

Los costos de inversión corresponden a los costos del conductor seleccionado por Km. de línea y costos asociados a ingeniería, compra de materiales, montaje y puesta en servicio de una instalación aérea trifásica con este tipo de conductor y los costos de AOM corresponden a la suma de los costos relacionados con la administración, operación, la inspección visual y termográfica de apoyos, conductores y aisladores, tala, poda y limpieza de calle para una instalación aérea trifásica con este tipo de conductor ; estos costos corresponden a los precios del presente año 2005.

Antes de realizar la evaluación económica es importante señalar que los costos de las pérdidas de energía dependerán de la tasa de inflación anual considerada. En el caso de las pérdidas el costo de las mismas está

directamente relacionado con el precio de la energía y se acepta que este evoluciona anualmente con la inflación.

Se utilizará un período de vida útil de 10 años para las dos situaciones, teniendo los siguientes resultados:

1- Costo de las pérdidas situación sin proyecto :

\$ 169'347960 en 10 años

2- Costo de las pérdidas situación sin proyecto :

\$ 159'009252

Al costo de la inversión se le determina el 4% y este valor correspondería al de AOM

1- Costos para la situación sin proyecto

Tabla 5. Costos de la situación sin proyecto

Denominación	Situación sin proyecto
Costo inversión (Km. de línea)	\$ 261'937500
Costo AOM	\$ 10'477500
Costo total	\$ 272'415000

2 – Costos para la situación con proyecto

Tabla 6. Costos de la situación con proyecto

Denominación	Situación con proyecto
Costo inversión (Km. de línea)	\$ 338'464500
Costo AOM	\$ 13'538580
Costo total	\$ 352'003080

Como se puede apreciar el valor de los costos totales es demasiado grande comparado con los beneficios que se obtendrían en la realización del proyecto con lo que se concluye que este tipo de proyecto no es económicamente viable debido a que el circuito modelo escogido presenta un nivel de pérdidas no tan alto, caso contrario pasaría si se escogiera un circuito que presente un porcentaje alto en pérdidas obteniéndose beneficios muy por encima de los costos totales de inversión y por ende influyendo en la rentabilidad de las empresas distribuidoras.

11. EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR LA CREG

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecieron que el régimen tarifario estaría orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. Teniendo en cuenta este mandato legal, la Comisión de Regulación de Energía introdujo en el esquema tarifario el reconocimiento eficiente de las pérdidas de energía eléctrica. La Resolución CREG – 099 de 1997 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de

transmisión Regional y/o Distribución local para el periodo tarifario actual (1º de enero 1998 al 31 de diciembre de 2002). Las pérdidas totales acumuladas reconocidas por nivel de tensión para los cargos fueron los siguientes:

Nivel de tensión 1: 1998: 15%

1999: 14%

2000: 13%

2001: 12%

2002: 11%

Nivel de tensión 2: Todo el período: 5%

Nivel de tensión 3: Todo el período: 3%

Nivel de tensión 4: Todo el período: 1.5%

En la siguiente tabla se presenta la evolución del índice de pérdidas por empresa.

Tabla 7. Evolución índice de pérdidas

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Caquetá	20.9%	21.2%	26.4%	30.8%	32.7%	31.3%
Cedelca	27.9%	29.3%	31.0%	27.1%	24.8%	28.6%
Cedenar	33.1%	34.6%	36.3%	32.2%	35.5%	38.0%
Cens	21.9%	27.9%	29.8%	33.5%	31.8%	33.7%
Chec	21.8%	21.3%	21.7%	22.2%	24.0%	23.9%
Chocó	38.4%	42.3%	45.0%	47.6%	50.4%	50.1%
Córdoba	36.4%	37.3%	38.6%	26.9%	32.7%	30.3%
Cundinamarca	17.0%	21.3%	24.2%	19.5%	26.4%	28.2%
Eade	23.7%	24.6%	26.2%	18.2%	18.9%	19.7%
Ebsa	13.5%	17.9%	16.4%	19.4%	20.3%	17.5%
Edeq	18.0%	20.8%	18.1%	21.2%	19.1%	15.4%
Pereira	22.9%	20.1%	18.1%	19.4%	22.3%	21.9%
Codensa	22.6%	17.7%	17.8%	11.3%	10.5%	10.4%
Electranta	25.6%	24.7%	28.0%	31.2%	34.4%	33.8%
Electribol	21.2%	24.2%	25.6%	26.9%	32.7%	30.3%
Electrocesar	30.0%	34.6%	29.8%	31.2%	34.4%	33.8%
Electrolima	21.0%	29.9%	18.5%	25.5%	21.2%	25.1%
Magdalena	33.2%	29.0%	30.1%	31.2%	34.4%	33.8%
Emcali	15.5%	15.5%	16.1%	15.7%	17.9%	18.2%
Meta	20.2%	22.7%	21.1%	24.1%	31.4%	35.8%
Eneiar	22.6%	29.1%	22.0%	26.0%	20.6%	27.7%
EPM	15.1%	15.3%	12.7%	13.8%	12.4%	11.2%
EPSA	21.0%	19.7%	17.8%	14.6%	12.8%	12.7%
Santander	14.5%	16.5%	19.6%	22.4%	23.2%	25.3%
Guajira	22.9%	29.6%	30.4%	31.2%	34.4%	33.8%
Huila	22.5%	27.2%	20.3%	27.7%	27.0%	33.8%
Magangué	33.2%	28.4%	27.7%	26.9%	32.7%	30.3%
Popayán	14.0%	7.8%	14.0%	13.2%	14.5%	12.3%
Sucre	26.8%	31.5%	30.8%	26.9%	32.7%	30.3%
Tulúa	12.8%	12.8%	12.4%	10.9%	11.0%	8.4%
NACIONAL	21.1%	21.0%	20.6%	19.5%	20.2%	20.1%
RECONOCIDO			11.7%	11.1%	10.0%	8.8%

Tabla 8. Índice de pérdidas

2001			
	A	B	
	Real	Reconocido	A-B
Caquetá	31.3%	14.8%	16.6%
Cedelca	28.6%	12.9%	15.7%
Cedenar	38.0%	14.4%	23.5%
Cens	33.7%	12.2%	21.5%
Chec	23.9%	8.9%	15.0%
Chocó	50.1%	14.7%	35.5%
Electrocosta	30.3%	8.9%	21.4%
Cundinamarca	28.2%	11.7%	16.5%
Eade	19.7%	13.2%	6.6%
Ebsa	17.5%	13.0%	4.5%
Edeq	15.4%	13.6%	1.8%
Pereira	21.9%	9.0%	12.8%
Codensa	10.4%	13.3%	-4.0%
Electricaribe	33.8%	11.5%	22.3%
Electrolima	25.1%	9.6%	15.5%
Emcali	18.2%	10.2%	8.0%
Meta	35.8%	12.6%	23.2%
Enelar	27.7%	14.2%	13.5%
EPM	11.2%	7.9%	3.3%
EPSA	12.7%	7.7%	5.0%
Santander	25.3%	10.2%	15.2%
Huila	33.8%	13.4%	20.4%
Popayán	12.3%	14.8%	-2.5%
Tulúa	8.4%	10.8%	-2.5%

El comportamiento de las pérdidas crecientes en las empresas podría explicarse por diversos factores en los que se incluirían:

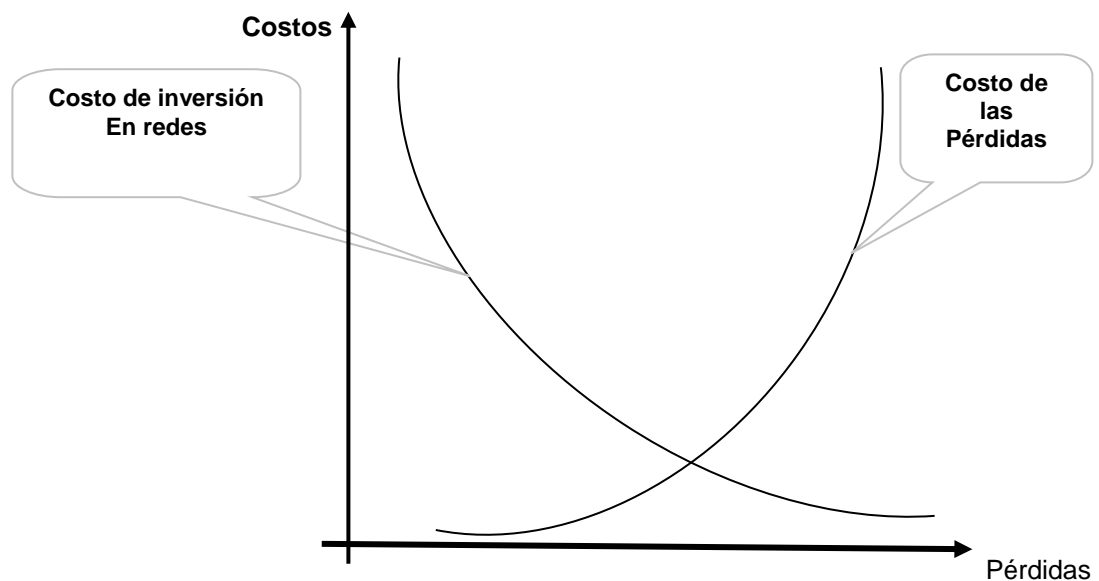
- Carencia de una gestión integrada tendiente a reducir el nivel de pérdidas.
- Deterioro de la situación económica
- Disminución de recursos disponibles, en especial en las empresas estatales, para invertir en planes que permitan disminuir las pérdidas.
- Diferencias de mercado : empresas como Condensa, EPM, Tulúa y Popayán atienden zonas mayoritariamente urbanas, lo que les permite un mayor control de las pérdidas
- Falta de apoyo de algunas entidades gubernamentales en la gestión de pérdidas que debe realizar la empresa
- Diferencias culturales que en algunas zonas que limitan los resultados en la reducción de pérdidas

12.RECOMENDACIONES

Las recomendaciones en este trabajo se centran en demostrar a las empresas de distribución, en este caso a Electricaribe que deben invertir en estudios para disminución de pérdidas técnicas, con el objeto de aumentar la rentabilidad en el negocio de la distribución demostrando eficiencia y competitividad con otras empresas del mismo sector. Esto sin mencionar la satisfacción de los clientes por la excelencia en la prestación del servicio de energía eléctrica logrando así ganar la confianza perdida.

El costo de las pérdidas para la empresa distribuidora está relacionado por medio de la siguiente gráfica.

Figura 6. Gráfica representativa del costo de las pérdidas.



CONCLUSIONES

En este trabajo se ha pretendido proponer una metodología para reducir las pérdidas técnicas en una red de distribución, más exactamente en un circuito modelo el cual presenta niveles de pérdidas bajos por lo que es un circuito de calidad especial y sus clientes pagan el servicio de energía.

Se determinaron las pérdidas técnicas en el circuito Industrial Norte tomando la información técnica de los elementos y simulando el circuito en las condiciones operativas para obtener el valor real de las pérdidas técnicas. Una vez obtenido este resultado se planteó la manera de cómo se podían reducir estas pérdidas en unos porcentajes representativos, concluyendo que a pesar de que el circuito escogido para este estudio no presenta altas pérdidas técnicas sí se disminuyen estas de manera significativa.

Una vez obtenido esta reducción se concluyó que el costo de las pérdidas era mucho mayor que los beneficios, determinando así la no rentabilidad económica para un estudio de disminución en pérdidas aplicado a este circuito modelo; sin embargo se explicó que el proyecto es rentable para casos en que los circuitos presenten altos niveles de pérdidas debido a que el beneficio por altos costos de las pérdidas sería mucho mayor que el costo total de las inversiones para desarrollar el estudio.

Finalmente se explica como una mayor inversión en estudios para disminución de pérdidas conduce a un menor costo para las empresas distribuidoras y por ende para los consumidores finales.

BIBLIOGRAFÍA

OJEA CASANOVA, Javier. Determinación de las pérdidas técnicas en una red de distribución. Escuela técnica superior de ingeniería. Universidad Pontificia. Madrid, julio 2003. Pág. 7, 8, 9, 10, 11,12.

FINK. Manual de ingeniería eléctrica. McGraw – Hill. Pág. 250, 251,252.

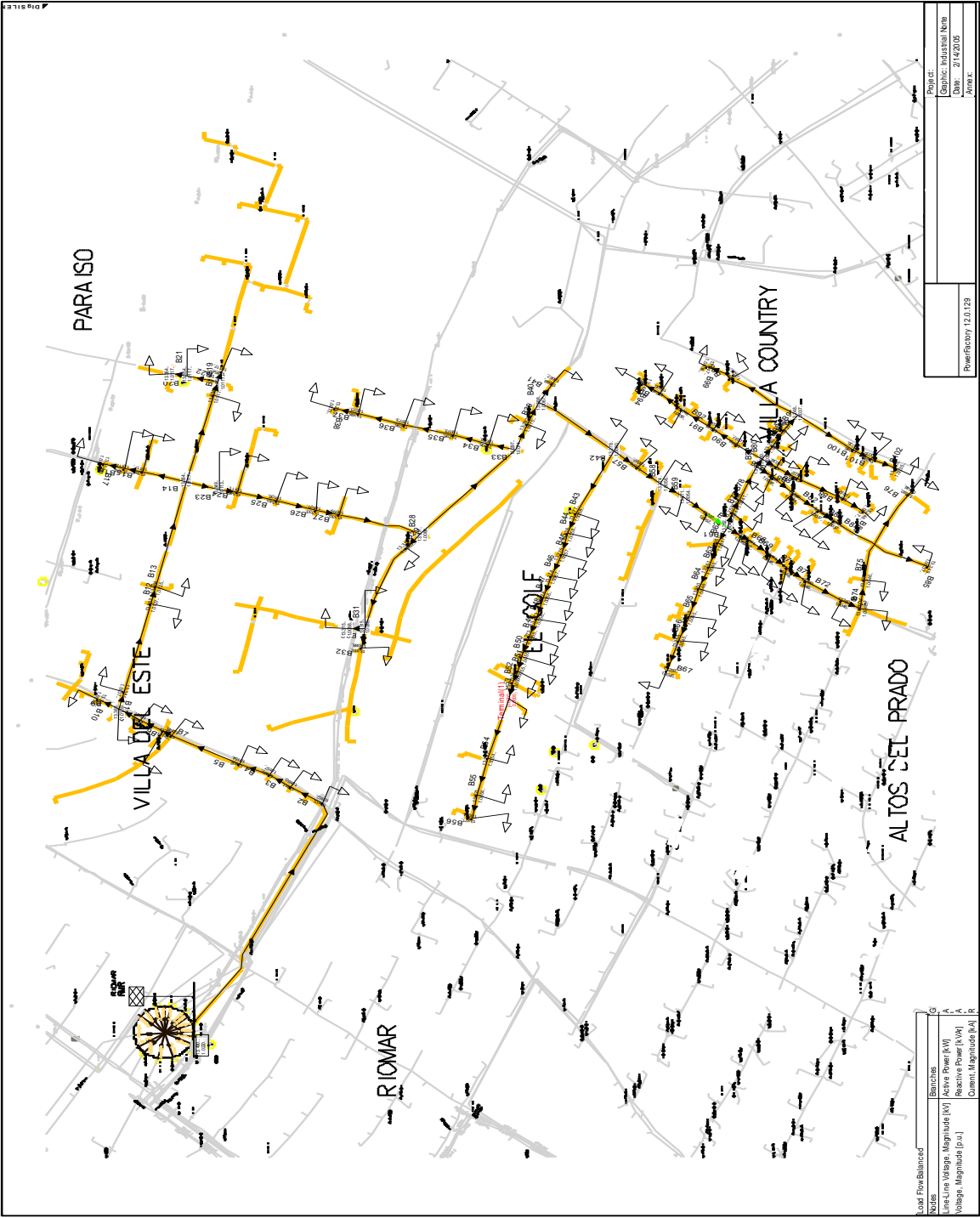
CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución. Octubre de 2002. Pág. 3, 35, 36.

ANEXOS

ANEXO 2. Datos de mediciones de corriente

CODIGO DE TRAMO	TIPO	CONDUCTOR			HORA	CORRIENTES (Amp)		
		MATERIAL	CALIBRE	ESTADO		T	S	R
Salida	Matriz	Cu	4/0	Bien	18:43	215	180	251
11021164	Ramal	Cu	4	Bien	19:27	4,5	0,5	55
11022509	Matriz	Cu	4/0	Bien	17:26	10,5	11,8	1,8
11021265	Matriz	Cu	2/0	Bien	17:40	157	135	153
11021152	Matriz	Cu	4/0	Bien	18:36	200	161	222
11021173	Ramal	Cu	4	Bien	19:00	0	5,3	0
11021209	Matriz	Cu	4/0	Bien	19:15	15,1	2,8	21,6
11021440	Matriz	Cu	2/0	Bien	18:30	3,1	1,9	29,3
11022335	Ramal	Cu	4	Bien	19.00	29,4	14,4	14,6

ANEXO 3. Diagrama esquemático de la simulación del circuito Industrial Norte



| |DIGSILENT | Project:
| | PowerFactory |-----

| | 12.0.129 | Date:
2/14/2005

| Load Flow Calculation
|

| Balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergency
Yes | Automatic Tap Adjust of Transformer No | Max. Acceptable Load Flow Error
for each | Consider Reactive Power Limits No | Bus
1.00 kVA | | Model Equation
0.10 %

| Grid: Industrial Norte System Stage: Dem Max | Study Case: Ind. Norte | Annex:
/ 1

| Grid: Industrial Norte Summary
|
| No. of Substations 0 No. of Busbars 0 No. of Terminals 103 No. of Lines 101
|
| No. of 2-w Trfs. 0 No. of 3-w Trfs. 0 No. of syn. Machines 0 No. of asyn.Machines
0 |
| No. of Loads 91 No. of Shunts 0 No. of SVS 0
|
Generation = 0.00 kW 0.00 kVAr 0.00 kVA

External Infeed	=	4637.51	kW	1600.64	kVAr	4905.97	kVA
Inter Area Flow	=	0.00	kW	0.00	kVAr		
Load P(U)	=	4591.03	kW	1509.00	kVAr	4832.66	kVA
Load P(Un)	=	4591.03	kW	1509.00	kVAr	4832.66	kVA
Load P(Un-U)	=	0.00	kW	0.00	kVAr		
Motor Load	=	0.00	kW	0.00	kVAr	0.00	kVA
Grid Losses	=	46.51	kW	91.69	kVAr		
Line Charging	=			-3.85	kVAr		
Compensation ind.	=			0.00	kVAr		
Compensation cap.	=			0.00	kVAr		
Installed Capacity	=	0.00	kW				
Spinning Reserve	=	0.00	kW				
Total Power Factor:							
Generation	=	0.00	[-]				
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]				

Anexo 4. Perdidas De Potencia De La Simulación Situación Sin Proyecto

				DlgSILENT	Project:	
				PowerFactory	-----	
				12.0.129	Date: 2/15/2005	

Load Flow Calculation						

Balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergency			Yes
Automatic Tap Adjust of Transformer			No	Max. Acceptable Load Flow Error for each		
Consider Reactive Power Limits			No	Bus	1.00 kVA	
			Model Equation		0.10 %	

Grid: Industrial Norte		System Stage: Cu 4/0		Study Case: Ind. Norte		Annex: / 1

Grid: Industrial Norte		Summary				

No. of Substations	0	No. of Busbars	0	No. of Terminals	103	No. of Lines 101
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines 0
No. of Loads	91	No. of Shunts	0	No. of SVS	0	

Generation	=	0.00 kW	0.00 kVAr	0.00 kVA		
External Infeed	=	4630.43 kW	1599.14 kVAr	4898.79 kVA		
Inter Area Flow	=	0.00 kW	0.00 kVAr			
Load P(U)	=	4591.03 kW	1509.00 kVAr	4832.66 kVA		
Load P(Un)	=	4591.03 kW	1509.00 kVAr	4832.66 kVA		
Load P(Un-U)	=	0.00 kW	0.00 kVAr			
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kVAr	0.00 kVA		
Grid Losses	=	39.42 kW	90.19 kVAr			
Line Charging	=		-4.04 kVAr			
Compensation ind.	=		0.00 kVAr			
Compensation cap.	=		0.00 kVAr			

Installed Capacity	=	0.00 kW				
Spinning Reserve	=	0.00 kW				

Total Power Factor:						
Generation	=	0.00 [-]				
Load/Motor	=	0.95 / 0.00 [-]				

Anexo 5. Resultados Obtenidos de La Simulación Situación Con Proyecto

Name	Grid	Original Location	Type	Terminal i	Terminal i	Terminal j	Terminal j	Out of Service	Par.no.	Length	Derating F.	Typ	Line	R1	X1	R0	X0
			TypLine*,TypTow*	Station	Busbar	Station	Busbar			km		kA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
B1-B2	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B1		B2	0	1	0,717	1	0	0	0,1223202	0,2923665	0,2496973	1,123123
B11-B12	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B11		B12	0	1	0,148	1	0	0	0,0252488	0,06034901	0,05154143	0,2318302
B12-B13	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B12		B13	0	1	0,028	1	0	0	0,0047768	0,01141738	0,00975108	0,04385977
B13-B14	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B13		B14	0	1	0,108	1	0	0	0,0184248	0,04403847	0,03761131	0,1691734
B14-B18	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B14		B18	0	1	0,141	1	0	0	0,0240546	0,05749467	0,04910365	0,2208653
B18-B19	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B18		B19	0	1	0,022	1	0	0	0,0037532	0,0089708	0,00766156	0,03446125
B19-B20	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B19		B20	0	1	0,045	1	0	0	0,0076777	0,01834936	0,01567138	0,07048891
B19-B22	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B19		B22	0	1	0,017	1	0	0	0,0029002	0,00693198	0,0059203	0,02662915
B2-B3	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B2		B3	0	1	0,028	1	0	0	0,0047768	0,01141738	0,00975108	0,04385977
B20-B21	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B20		B21	0	1	0,019	1	0	0	0,0032414	0,00774751	0,0066168	0,02976198
B3-B4	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B3		B4	0	1	0,034	1	0	0	0,0058004	0,01386396	0,0118406	0,0532583
B4-B5	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B5		B4	0	1	0,0463	1	0	0	0,00789878	0,01887945	0,01612411	0,07252526
B40-B42	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B42		B40	0	1	0,125	1	0	0	0,021325	0,05097045	0,04353161	0,1958025
B42-B57	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B57		B42	0	1	0,065	1	0	0	0,011089	0,02650463	0,02263644	0,1018173
B5-B6	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B5		B6	0	1	0,105	1	0	0	0,017913	0,04281517	0,03656655	0,1644741
B57-B58	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B57		B58	0	1	0,014	1	0	0	0,0023884	0,00570869	0,00487554	0,02192989
B58-B59	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B58		B59	0	1	0,043	1	0	0	0,0073358	0,01753384	0,01497487	0,06735608
B59-B60	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B59		B60	0	1	0,041	1	0	0	0,0069946	0,01671831	0,01427837	0,06422324
B6-B7	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B6		B7	0	1	0,01	1	0	0	0,001706	0,00407764	0,00348253	0,0156642
B61-B68	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B61		B68	0	1	0,03	1	0	0	0,005118	0,01232931	0,01044759	0,04699261
B68-B69	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B68		B69	0	1	0,044	1	0	0	0,0075064	0,0179416	0,01532313	0,0689225
B69-B70	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B69		B70	0	1	0,032	1	0	0	0,0054592	0,01304844	0,01114409	0,05012545
B7-B8	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B7		B8	0	1	0,046	1	0	0	0,0078476	0,01875713	0,01601963	0,07205533
B70-B71	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B70		B71	0	1	0,015	1	0	0	0,002559	0,00611645	0,00522379	0,02349631
B71-B72	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B71		B72	0	1	0,056	1	0	0	0,0095536	0,02283476	0,01950216	0,08771954
B72-B73	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B72		B73	0	1	0,029	1	0	0	0,0049474	0,01182514	0,01009933	0,04542619
B73-B74	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B73		B74	0	1	0,029	1	0	0	0,0049474	0,01182514	0,01009933	0,04542619
B8-B9	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B8		B9	0	1	0,027	1	0	0	0,0046062	0,01100962	0,00940283	0,04229335
B9-B10	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B9		B10	0	1	0,033	1	0	0	0,0056298	0,0134562	0,01149234	0,05169187
B9-B11	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4/0		B9		B11	0	1	0,029	1	0	0	0,0049474	0,01182514	0,01009933	0,04542619
B100-B101	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B100		B101	0	1	0,036	1	0	0	0,0309672	0,01702605	0,0373627	0,05873769
B101-B102	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B101		B102	0	1	0,032	1	0	0	0,0275264	0,01513426	0,03321129	0,05221128
B33-B34	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B33		B34	0	1	0,036	1	0	0	0,0309672	0,01702605	0,0373627	0,05873769
B34-B35	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B34		B35	0	1	0,042	1	0	0	0,0361284	0,01986372	0,04358982	0,0685273
B35-B36	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B35		B36	0	1	0,05	1	0	0	0,04301	0,02364729	0,05189265	0,08158012
B36-B37	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B36		B37	0	1	0,067	1	0	0	0,0576334	0,03168737	0,06953614	0,1093174
B37-B38	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B37		B38	0	1	0,035	1	0	0	0,030107	0,0165531	0,03632485	0,05710609
B42-B43	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B43		B42	0	1	0,108	1	0	0	0,0929016	0,05107814	0,1120881	0,1762131
B43-B44	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B43		B44	0	1	0,037	1	0	0	0,0318274	0,01749899	0,03840056	0,06036929
B44-B45	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B44		B45	0	1	0,036	1	0	0	0,0309672	0,01702605	0,0373627	0,05873769
B45-B46	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B45		B46	0	1	0,034	1	0	0	0,0292468	0,01608016	0,035287	0,05547449
B46-B47	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B46		B47	0	1	0,039	1	0	0	0,0335478	0,01844488	0,04047626	0,0636325
B47-B48	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B47		B48	0	1	0,03	1	0	0	0,025806	0,01418837	0,03113559	0,04894808
B48-B49	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B48		B49	0	1	0,035	1	0	0	0,030107	0,0165531	0,03632485	0,05710609
B49-B49	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B50		B49	0	1	0,032	1	0	0	0,0275264	0,01513426	0,03321129	0,05221128
B50-B51	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B50		B51	0	1	0,027	1	0	0	0,0232254	0,01276954	0,02802203	0,04405327
B51-B52	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B51		B52	0	1	0,018	1	0	0	0,0154836	0,00851302	0,01868135	0,02936884
B52-B53	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B53		B52	0	1	0,025	1	0	0	0,021505	0,01182364	0,02594632	0,04079006
B53-B54	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B53		B54	0	1	0,104	1	0	0	0,0894608	0,04918636	0,1079367	0,1696867
B54-B55	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B54		B55	0	1	0,061	1	0	0	0,0524722	0,02884969	0,06330903	0,09952775
B55-B56	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B55		B56	0	1	0,039	1	0	0	0,0335478	0,01844488	0,04047626	0,0636325
B60-B61	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B61		B60	0	1	0,034	1	0	0	0,0292468	0,01608016	0,035287	0,05547449
B61-B62	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B61		B62	0	1	0,011	1	0	0	0,0094622	0,0052024	0,01141638	0,01794763
B62-B63	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B62		B63	0	1	0,044	1	0	0	0,0378488	0,02080961	0,04566552	0,07179051
B63-B64	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B63		B64	0	1	0,038	1	0	0	0,0326876	0,01797194	0,03943841	0,06200089
B64-B65	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B64		B65	0	1	0,043	1	0	0	0,0369886	0,02033667	0,04462767	0,07015891
B65-B66	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B65		B66	0	1	0,01	1	0	0	0,008602	0,00472946	0,01037853	0,01631602
B66-B67	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B66		B67	0	1	0,036	1	0	0	0,0309672	0,01702605	0,0373627	0,05873769
B97-B100	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B97		B100	0	1	0,086	1	0	0	0,0739772	0,04067334	0,08925535	0,1403178
B97-B98	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B97		B98	0	1	0,115	1	0	0	0,098923	0,05438876	0,1193531	0,1876343
B98-B99	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 4		B99		B98	0	1	0,032	1	0	0	0,0275264	0,01513426	0,03321129	0,05221128
B14-B15	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B15		B14	0	1	0,063	1	0	0	0,0170856	0,02678896	0,02827773	0,09978434
B14-B23	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B14		B23	0	1	0,047	1	0	0	0,0127464	0,01988542	0,02109608	0,07444228
B15-B16	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B16		B15	0	1	0,026	1	0	0	0,0070512	0,01167018	0,01167018	0,04118084
B16-B17	Industrial Norte	Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B17		B16	0	1	0,031	1	0	0	0,0084072	0,01318187	0,01391444	0,04910023

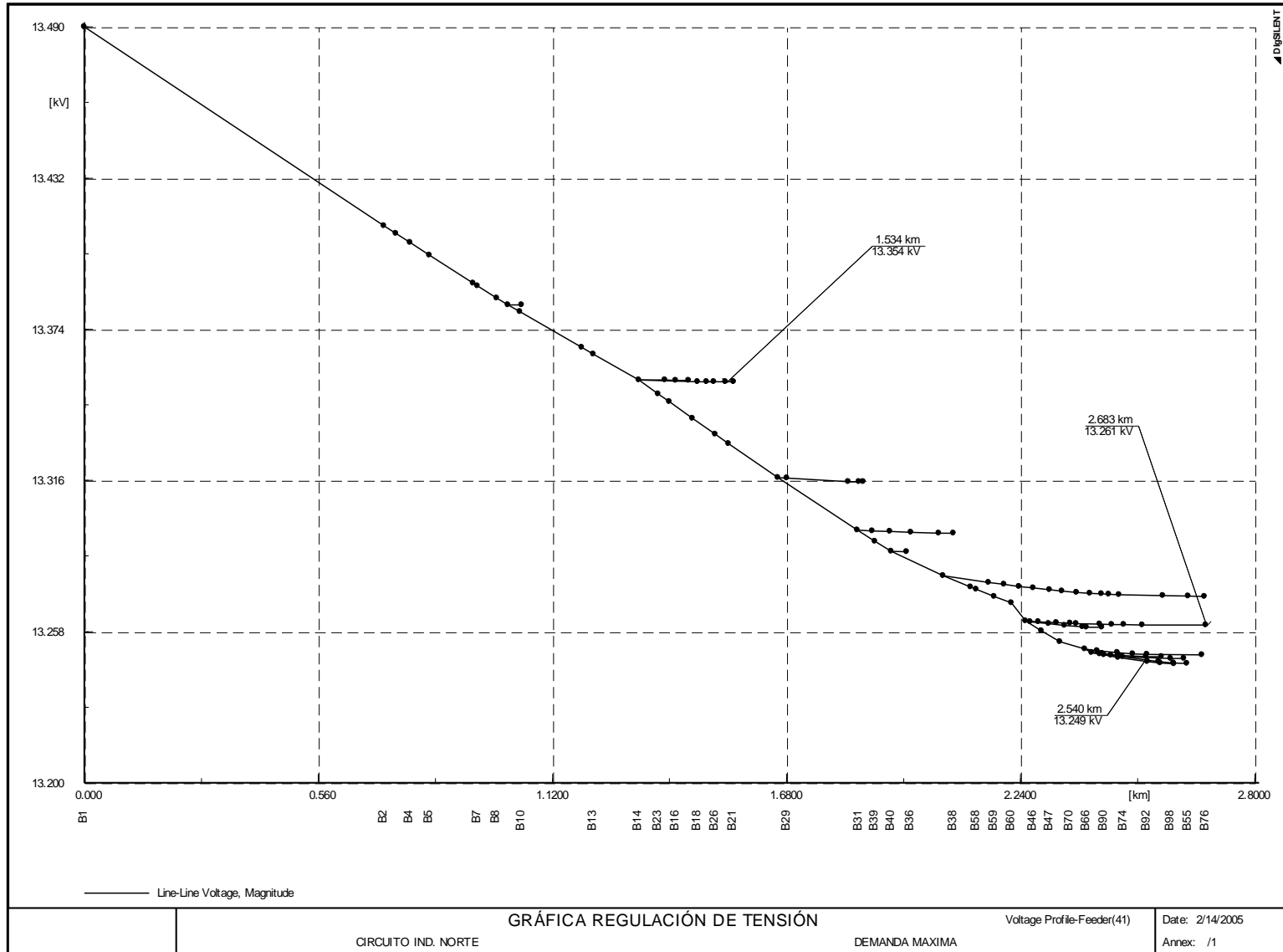
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B24		B23	0	1	0,026	1	0	0	0,0070512	0,01105576	0,01167018	0,04118084	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B24		B25	0	1	0,056	1	0	0	0,0151872	0,02381241	0,02513576	0,0886972	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B25		B26	0	1	0,054	1	0	0	0,0146448	0,02296197	0,02423806	0,08552944	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B26		B27	0	1	0,032	1	0	0	0,0086784	0,01360709	0,01436329	0,05068411	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B28		B27	0	1	0,118	1	0	0	0,0320016	0,05017615	0,05296464	0,1868977	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B28		B29	0	1	0,022	1	0	0	0,0059664	0,00935488	0,00987476	0,03484533	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B28		B33	0	1	0,19	1	0	0	0,051528	0,08079211	0,08528204	0,3009369	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B33		B39	0	1	0,042	1	0	0	0,0113904	0,01785931	0,01885182	0,06652289	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2/0		B39		B40	0	1	0,039	1	0	0	0,0105768	0,01658365	0,01750526	0,06177126	0	0,7747338
Industrial Norte	13.8kV - CU 2		B40		B41	0	1	0,037	1	0	0	0,01998	0,01686088	0,02655316	0,05973118	0	0,5529872
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 477		B74		B75	0	1	0,044	1	0	0	0,005148	0,01610002	0,01296473	0,06708091	0	1,017109
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 477		B75		B76	0	1	0,152	1	0	0	0,017784	0,05561825	0,04478724	0,2317341	0	1,017109
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 266		B78		B79	0	1	0,059	1	0	0	0,012272	0,02288016	0,02275352	0,09124091	0	0,8879081
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B30		B29	0	1	0,147	1	0	0	0,07658701	0,06485773	0,102702	0,2351803	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B30		B31	0	1	0,025	1	0	0	0,013025	0,01103023	0,01746632	0,03999665	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B32		B30	0	1	0,035	1	0	0	0,018235	0,01544232	0,02445285	0,0559953	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B61		B77	0	1	0,038	1	0	0	0,019798	0,01676594	0,02654881	0,0607949	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B77		B78	0	1	0,044	1	0	0	0,022924	0,0194132	0,03074073	0,07039409	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B79		B80	0	1	0,017	1	0	0	0,008857	0,00750055	0,0118771	0,02719772	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B79		B81	0	1	0,03	1	0	0	0,01563	0,01323627	0,02095959	0,04799597	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B80		B86	0	1	0,025	1	0	0	0,013025	0,01103023	0,01746632	0,03999665	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B80		B90	0	1	0,03	1	0	0	0,01563	0,01323627	0,02095959	0,04799597	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B80		B95	0	1	0,019	1	0	0	0,009899	0,00838297	0,01327441	0,03039745	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B81		B82	0	1	0,048	1	0	0	0,025008	0,02117803	0,03353534	0,07679356	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B82		B83	0	1	0,037	1	0	0	0,019277	0,01632473	0,02585016	0,05919503	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B83		B84	0	1	0,034	1	0	0	0,017714	0,01500111	0,0237542	0,05439544	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B85		B84	0	1	0,132	1	0	0	0,068772	0,05823959	0,09222218	0,2111823	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B87		B86	0	1	0,039	1	0	0	0,020319	0,01720715	0,02724746	0,06239477	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B88		B87	0	1	0,066	1	0	0	0,034386	0,0291198	0,04611109	0,1055911	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B89		B88	0	1	0,037	1	0	0	0,019277	0,01632473	0,02585016	0,05919503	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B90		B91	0	1	0,034	1	0	0	0,017714	0,01500111	0,0237542	0,05439544	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B91		B92	0	1	0,069	1	0	0	0,035949	0,03044342	0,04820705	0,1103907	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B92		B93	0	1	0,031	1	0	0	0,016151	0,01367748	0,02165824	0,04959584	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B93		B94	0	1	0,033	1	0	0	0,017193	0,0145599	0,02305555	0,05279557	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B95		B96	0	1	0,027	1	0	0	0,014067	0,01191264	0,01886363	0,04319638	0	0,5723172
Industrial Norte	13.8kV - ACSR 1/0		B96		B97	0	1	0,028	1	0	0	0,014588	0,01235385	0,01956228	0,04479624	0	0,5723172

Name	Grid	Original Location	Balanced/Unbalanced	Act.Pow. MW	React.Pow. MVAr	App.Pow. MVA	Pow.Fact.	Voltage p.u.	a.Act.Pow. MW	a.React.Pow. MVAr	a.App.Pow. MVA	a.Pow.Fact.	b.Act.Pow. MW	b.React.Pow. MVAr
General Load	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,09975	0,03278624	0,105	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(1)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009842	0,00323491	0,01036	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(10)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(11)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(12)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0133	0,0043715	0,014	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(13)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(14)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(15)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0133	0,0043715	0,014	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(16)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(17)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(18)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,150822	0,04957278	0,15876	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(19)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(2)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,029792	0,00979216	0,03136	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(20)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,029792	0,00979216	0,03136	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(21)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(22)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(23)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(24)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(25)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,06517	0,02142035	0,0686	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(26)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,063042	0,02072092	0,06636	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(27)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,049742	0,01634941	0,05236	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(28)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009842	0,00323491	0,01036	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(29)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0266	0,008743	0,028	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(3)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009975	0,00327863	0,0105	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(30)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009842	0,00323491	0,01036	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(31)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(32)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(33)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(34)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0266	0,008743	0,028	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(35)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(36)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,08645	0,02841475	0,091	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(37)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,100548	0,03304853	0,10584	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(38)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,05985	0,01967175	0,063	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(39)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(4)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,04655	0,01530025	0,049	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(40)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0266	0,008743	0,028	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(41)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(42)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,016492	0,00542066	0,01736	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(43)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(44)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(45)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,03325	0,01092875	0,035	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(46)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,023142	0,00760641	0,02436	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(47)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(48)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(49)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009842	0,00323491	0,01036	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(5)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(50)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009842	0,00323491	0,01036	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(51)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,029792	0,00979216	0,03136	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(52)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(53)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,043092	0,01416366	0,04536	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(54)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0532	0,01748599	0,056	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(55)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,09975	0,03278624	0,105	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(56)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01197	0,00393435	0,0126	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(57)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,02527	0,00830585	0,0266	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(58)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,06969199	0,02290666	0,07336	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(59)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,03458	0,0113659	0,0364	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(6)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,12635	0,04152924	0,133	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(60)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(61)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,05985	0,01967175	0,063	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(62)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,00798	0,0026229	0,0084	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(63)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,05985	0,01967175	0,063	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(64)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0133	0,0043715	0,014	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(65)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0665	0,02185749	0,07	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(66)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0798	0,02622901	0,08400001	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(67)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(68)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(69)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,05985	0,01967175	0,063	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(7)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,133	0,04371498	0,14	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(70)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0665	0,02185749	0,07	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(71)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,10374	0,03409769	0,1092	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(72)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,05985	0,01967175	0,063	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(73)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0133	0,0043715	0,014	0,95	1	0	0	0	0	0	0

General Load(79)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0665	0,02185749	0,07	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(8)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,07315	0,02404324	0,077	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(80)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,05985	0,01967175	0,063	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(81)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,00798	0,0026229	0,0084	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(82)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,009842	0,00323491	0,01036	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(83)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,1596	0,05245801	0,168	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(84)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,09975	0,03278624	0,105	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(85)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,1064	0,03497198	0,112	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(86)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,23142	0,07606408	0,2436	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(87)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0399	0,0131145	0,042	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(88)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,13965	0,04590073	0,147	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(89)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,136192	0,04476413	0,14336	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(9)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,01995	0,00655725	0,021	0,95	1	0	0	0	0	0	0
General Load(90)	Industrial Norte	Industrial Norte	0	0,0266	0,008743	0,028	0,95	1	0	0	0	0	0	0

Anexo 6. Resultados Obtenidos De La Simulación Situación Sin Proyecto

Anexo 7. Grafica De La regulaci3n De La Tensi3n Situaci3n Sin Proyecto



Name	Original Location	Terminal i	Terminal j	Active Power	Active Power	Current, Magnitude	Losses (total)	Losses (total)	Reactive Power	Reactive Power	Total Reactive Power	Total Reactive Power	Reactive Losses (total)	Reactive Losses (total)	Reactive Losses (load)	Reactive Losses (load)	Reactive Losses (noload)	Reactive Losses (noload)	Power Factor	Power Factor	Losses	Loading	I max
				Terminal i in kW	Terminal j in kW	Terminal j in p.u.	Terminal i in kW	Terminal j in kW	Terminal i in kVAr	Terminal j in kVAr	Terminal i in kVAr	Terminal j in kVAr	Terminal i in kVAr	Terminal j in kVAr	Terminal i in kVAr	Terminal j in kVAr	Terminal i in kVAr	Terminal j in kVAr	Terminal i	Terminal j	kW	%	kA
B1 - B2	Industrial North	B1	B2	4630,434	4614,303	0,4031954	16,13029	16,13029	1599,142	1561,118	1599,142	1561,118	38,02353	38,02353	38,55419	38,55419	0,5306571	0,5306571	0,9452193	0,9472562	16,13029	40,31954	0,2096616
B100-01	Industrial North	B100	B101	206,1507	206,1491	0,01814721	0,00164064	0,00164064	67,71089	67,73292	67,71089	67,73292	0,02202928	0,02202928	0,00392141	0,00392141	0,02595069	0,02595069	0,950065	0,9500342	0,00164064	1,814721	0,00943655
B101-02	Industrial North	B101	B102	66,49981	66,49966	0,00585415	0,00015175	0,00015175	21,83395	21,85665	21,83395	21,85665	0,02270418	0,02270418	0,00036272	0,00036272	0,0230669	0,0230669	0,9500995	0,9500031	0,00015175	0,5854146	0,00304416
B11-02	Industrial North	B11	B12	4019,364	4016,828	0,351871	2,5359	2,5359	1352,063	1346,111	1352,063	1346,111	5,952973	5,952973	6,061242	6,061242	0,1082692	0,1082692	0,9478113	0,9481745	2,5359	35,1871	0,1829729
B12-03	Industrial North	B12	B13	3996,878	3996,403	0,3501274	0,475025	0,475025	1339,553	1338,438	1339,553	1338,438	1,114934	1,114934	1,135392	1,135392	0,02045848	0,02045848	0,9481653	0,9482336	0,475025	35,01274	0,1820662
B13-04	Industrial North	B13	B14	3976,453	3974,639	0,3483849	1,81404	1,81404	1331,881	1327,624	1331,881	1327,624	4,257031	4,257031	4,335869	4,335869	0,07883787	0,07883787	0,9482247	0,9484866	1,81404	34,83849	0,1811601
B14-05	Industrial North	B15	B14	53,19998	53,20017	0,00465341	0,00018884	0,00018884	17,4443	17,3988	17,4443	17,3988	0,04550317	0,04550317	0,00045137	0,00045137	0,04595453	0,04595453	0,9502206	0,9504614	0,00018884	0,46546	0,00242039
B18-04	Industrial North	B14	B18	204,0292	204,023	0,0178535	0,00621882	0,00621882	66,8979	66,98588	66,8979	66,98588	0,0879821	0,0879821	0,01486406	0,01486406	0,1028462	0,1028462	0,9502253	0,9501011	0,00621882	1,78535	0,00928382
B23-04	Industrial North	B14	B23	3717,41	3716,719	0,3258819	0,6907552	0,6907552	1243,328	1241,711	1243,328	1241,711	1,616751	1,616751	1,651025	1,651025	0,03427343	0,03427343	0,9483621	0,9484684	0,6907552	32,58819	0,1694586
B15-06	Industrial North	B16	B15	39,89995	39,9	0,00349068	0,00004385	0,00004385	13,09173	13,07287	13,09173	13,07287	0,01886041	0,01886041	0,00010481	0,00010481	0,01896522	0,01896522	0,9501606	0,9502937	0,00004385	0,3491174	0,00181541
B16-07	Industrial North	B17	B16	19,94997	19,94998	0,00174529	0,00001307	0,00001307	6,557155	6,534574	6,557155	6,534574	0,02258107	0,02258107	0,00003125	0,00003125	0,02261231	0,02261231	0,9500012	0,9503198	0,00001307	0,1745881	0,00090786

B1	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
8-	strial																						
B1	Nort			190,	190,	0,016	0,000	0,000	62,6	62,6	62,6	62,6	0,014	0,014	0,002	0,002	0,016	0,016	0,950	0,950	0,000	1,668	0,008
9	e	B18	B19	723	7221	68995	84806	84806	1445	2847	1445	2847	01899	01899	02702	02702	04602	04602	1081	087	84806	995	67877
B1	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
9-	strial																						
B2	Nort	B19	B20	39,9	39,8	0,003	0,000	0,000	13,0	13,1	13,0	13,1	0,032	0,032	0,000	0,000	0,032	0,032	0,950	0,950	0,000	0,349	0,001
0	e			0002	9995	49158	0759	0759	6783	0047	6783	0047	63964	63964	18142	18142	82106	82106	3292	0989	0759	1581	81562
B1	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
9-	strial																						
B2	Nort	B19	B22	150,	150,	0,013	0,000	0,000	49,5	49,5	49,5	49,5	0,011	0,011	0,000	0,000	0,012	0,012	0,950	0,950	0,000	1,319	0,006
2	e			8221	8217	19954	40989	40989	6064	7206	6064	7206	41936	41936	97969	97969	39905	39905	0228	0012	40989	954	86376
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
-	strial																						
B3	Nort	B2	B3	4514	4513	0,394	0,603	0,603	1528	1526	1528	1526	1,420	1,420	1,441	1,441	0,020	0,020	0,947	0,947	0,603	39,45	0,205
B2	e			,553	,95	5054	0734	0734	,332	,912	,332	,912	849	849	45	45	60089	60089	195	2725	0734	054	1428
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
0-	strial																						
B2	Nort	B20	B21	19,9	19,9	0,001	0,000	0,000	6,54	6,55	6,54	6,55	0,013	0,013	0,000	0,000	0,013	0,013	0,950	0,950	0,000	0,174	0,000
1	e			4998	4997	74597	00801	00801	3316	7154	3316	7154	83858	83858	01915	01915	85773	85773	1965	0012	00801	5971	9079
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
3-	strial																						
B2	Nort	B24	B23	3696	3696	0,324	0,378	0,378	1234	1235	1234	1235	0,884	0,884	0,903	0,903	0,018	0,018	0,948	0,948	0,378	32,41	0,168
4	e			,391	,769	1356	037	037	,269	,154	,269	,154	6232	6232	5741	5741	95093	95093	5185	4601	037	361	5508
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
4-	strial																						
B2	Nort	B24	B25	3666	3665	0,321	0,801	0,801	1224	1222	1224	1222	1,874	1,874	1,914	1,914	0,040	0,040	0,948	0,948	0,801	32,15	0,167
5	e			,599	,798	5288	1859	1859	,477	,603	,477	,603	177	177	973	973	79622	79622	5064	6313	1859	288	195
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
5-	strial																						
B2	Nort	B25	B26	3645	3645	0,319	0,764	0,764	1216	1214	1216	1214	1,787	1,787	1,826	1,826	0,039	0,039	0,948	0,948	0,764	31,97	0,166
6	e			,848	,084	7826	2032	2032	,046	,258	,046	,258	266	266	578	578	31198	31198	6237	7434	2032	826	2869
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
6-	strial																						
B2	Nort	B26	B27	3625	3624	0,318	0,447	0,447	1207	1206	1207	1206	1,047	1,047	1,070	1,070	0,023	0,023	0,948	0,948	0,447	31,80	0,165
7	e			,134	,686	0353	9265	9265	,701	,654	,701	,654	339	339	622	622	28344	28344	7364	8069	9265	353	3784
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
7-	strial																						
B2	Nort	B28	B27	3603	3604	0,316	1,633	1,633	1196	1200	1196	1200	3,818	3,818	3,904	3,904	0,085	0,085	0,949	0,948	1,633	31,62	0,164
8	e			,102	,736	2871	635	635	,278	,097	,278	,097	892	892	67	67	7777	7777	0585	8002	635	893	4704
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
8-	strial																						
B2	Nort	B28	B29	197,	197,	0,017	0,000	0,000	64,8	64,9	64,8	64,9	0,013	0,013	0,002	0,002	0,015	0,015	0,950	0,950	0,000	1,735	0,009
9	e			9095	9086	35216	9167	9167	9468	0847	9468	0847	78955	78955	19107	19107	98062	98062	2206	2005	9167	216	02312
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
8-	strial																						
B3	Nort	B28	B33	3405	3402	0,298	2,349	2,349	1131	1125	1131	1125	5,478	5,478	5,616	5,616	0,137	0,137	0,948	0,949	2,349	29,89	0,155
3	e			,193	,843	9413	78	78	,383	,905	,383	,905	52	52	382	382	8618	8618	9906	3821	78	413	4495
B2	Indu				-					-	-	-	-			-	-			-			
9-	strial																						
B3	Nort	B30	B29	177,	177,	0,015	0,004	0,004	58,4	58,3	58,4	58,3	0,094	0,094	0,011	0,011	0,106	0,106	0,950	0,950	0,004	1,560	0,008
0	e			9537	9586	60263	95333	95333	4629	5136	4629	5136	93469	93469	83931	83931	774	774	0701	2228	95333	54	11481
B3	Indu			4504	-	0,393	0,729	0,729	1523	-	1523	-	1,717	1,717	1,742	1,742	-	-	0,947	-	0,729	39,36	0,204
-	strial	B3	B4	,108	4503	6484	1251	1251	,677	1521	,677	1521	732	732	735	735	0,025	0,025	2665	0,947	1251	484	6971

B4	Nort																						
B3	e																						
0-	Indu																						
B3	strial																						
1	Nort																						
B3	e	B30	B31	63,0	63,0	0,005	0,000	0,000	20,7	20,7	20,7	20,7	0,017	0,017	0,000	0,000	0,018	0,018	0,950	0,950	0,000	0,552	0,002
0-				4192	4181	52878	10575	10575	0256	2047	0256	2047	90522	90522	25276	25276	15798	15798	0819	0017	10575	8778	87496
B3	Indu																						
0-	strial																						
B3	Nort																						
2	e	B32	B30	49,7	49,7	0,004	0,000	0,000	16,3	16,3	16,3	16,3	0,025	0,025	0,000	0,000	0,025	0,025	0,950	0,950	0,000	0,436	0,002
B3				4186	4195	36171	09216	09216	4905	2385	4905	2385	20088	20088	22028	22028	42116	42116	0018	1446	09216	237	26843
B3	Indu																						
3-	strial																						
B3	Nort																						
4	e	B33	B34	106,	106,	0,009	0,000	0,000	34,7	34,7	34,7	34,7	0,025	0,025	0,001	0,001	0,026	0,026	0,950	0,950	0,000	0,931	0,004
B3				135	1346	31435	4322	4322	2026	4531	2026	4531	05886	05886	03303	03303	09189	09189	4364	3697	4322	4346	84346
B3	Indu																						
3-	strial																						
B3	Nort																						
9	e	B33	B39	3296	3296	0,289	0,487	0,487	1091	1090	1091	1090	1,134	1,134	1,165	1,165	0,030	0,030	0,949	0,949	0,487	28,96	0,150
B3				,708	,22	6285	5707	5707	,184	,05	,184	,05	945	945	379	379	43347	43347	348	4316	5707	285	6068
B3	Indu																						
4-	strial																						
B3	Nort																						
5	e	B34	B35	96,2	96,2	0,008	0,000	0,000	31,5	31,5	31,5	31,5	0,029	0,029	0,000	0,000	0,030	0,030	0,950	0,950	0,000	0,845	0,004
B3				9264	9223	45107	41509	41509	1049	3994	1049	3994	44799	44799	99213	99213	44012	44012	4072	3209	41509	1073	39456
B3	Indu																						
5-	strial																						
B3	Nort																						
6	e	B35	B36	69,6	69,6	0,006	0,000	0,000	22,7	22,8	22,7	22,8	0,035	0,035	0,000	0,000	0,036	0,036	0,950	0,950	0,000	0,611	0,003
B3				9231	9205	11669	25885	25885	9717	3279	9717	3279	61909	61909	61869	61869	23777	23777	4424	2984	25885	6694	18068
B3	Indu																						
6-	strial																						
B3	Nort																						
7	e	B36	B37	59,8	59,8	0,005	0,000	0,000	19,5	19,6	19,5	19,6	0,047	0,047	0,000	0,000	0,048	0,048	0,950	0,950	0,000	0,525	0,002
B3				5007	4982	25388	25588	25588	9796	4591	9796	4591	94639	94639	6116	6116	55799	55799	347	1213	25588	3882	73202
B3	Indu																						
7-	strial																						
B3	Nort																						
8	e	B37	B38	19,9	19,9	0,001	0,000	0,000	6,53	6,55	6,53	6,55	0,025	0,025	0,000	0,000	0,025	0,025	0,950	0,950	0,000	0,175	0,000
B3				4995	4994	75152	01485	01485	175	708	175	708	33041	33041	0355	0355	36591	36591	3595	0021	01485	1516	91079
B3	Indu																						
9-	strial																						
B4	Nort																						
0	e	B39	B40	3269	3269	0,287	0,445	0,445	1081	1080	1081	1080	1,036	1,036	1,064	1,064	0,028	0,028	0,949	0,949	0,445	28,72	0,149
B4				,62	,175	2934	4734	4734	,307	,27	,307	,27	512	512	759	759	24669	24669	4269	5039	4734	934	3926
B4	Indu																						
-	strial																						
B4	Nort																						
-	e	B5	B4	4472	4473	0,391	0,979	0,979	1509	1512	1509	1512	2,307	2,307	2,341	2,341	0,034	0,034	0,947	0,947	0,979	39,10	0,203
B5				,607	,587	0515	8439	8439	,859	,167	,859	,167	969	969	997	997	02768	02768	4696	3426	8439	524	3473
B4	Indu																						
0-	strial																						
B4	Nort																						
1	e	B40	B41	19,9	19,9	0,001	0,000	0,000	6,53	6,55	6,53	6,55	0,026	0,026	0,000	0,000	0,026	0,026	0,950	0,950	0,000	0,175	0,000
B4				4995	4993	75227	01572	01572	0314	7068	0314	7068	75465	75465	03756	03756	79222	79222	3797	0022	01572	2272	91118
B4	Indu																						
0-	strial																						
B4	Nort																						
2	e	B42	B40	3247	3249	0,285	1,410	1,410	1070	1073	1070	1073	3,280	3,280	3,371	3,371	0,090	0,090	0,949	0,949	1,410	28,55	0,148
B4				,815	,225	5418	458	458	,459	,74	,459	,74	787	787	238	238	45101	45101	7434	4985	458	442	483
B4	Indu																						
2-	strial																						
B4	Nort																						
3	e	B43	B42	308,	308,	0,027	0,010	0,010	101,	101,	101,	101,	0,051	0,051	0,026	0,026	0,078	0,078	0,950	0,950	0,010	2,711	0,014
B4				5737	5847	11265	98771	98771	0774	0256	0774	0256	82794	82794	26252	26252	09046	09046	3154	3659	98771	468	09963

B4 2-5	Industrial North e			-																			
B7		B57	B42	2918,687	2919,28	0,2566781	0,5926524	0,5926524	961,5069	962,8765	961,5069	962,8765	1,369556	1,369556	1,416542	1,416542	0,0469862	0,0469862	0,9497893	0,9496757	0,5926524	25,66793	0,1334733
B4 3-4	Industrial North e	B43	B44	288,6238	288,6205	0,02536178	0,00329349	0,00329349	94,52039	94,53927	94,52039	94,53927	0,01887918	0,01887918	0,00787201	0,00787201	0,02675119	0,02675119	0,9503371	0,9503176	0,00329349	2,536178	0,01318812
B4 4-5	Industrial North e	B44	B45	262,0206	262,0179	0,02302428	0,002641	0,002641	85,79655	85,81626	85,79655	85,81626	0,01971483	0,01971483	0,00631246	0,00631246	0,02602728	0,02602728	0,9503496	0,9503275	0,002641	2,302428	0,01197263
B4 5-6	Industrial North e	B45	B46	242,068	242,0659	0,02127126	0,00212892	0,00212892	79,25922	79,27871	79,25922	79,27871	0,01949209	0,01949209	0,00508849	0,00508849	0,02458058	0,02458058	0,9503542	0,9503308	0,00212892	2,127126	0,01106106
B4 6-7	Industrial North e	B46	B47	225,5739	225,5718	0,01982229	0,00212062	0,00212062	73,85822	73,88134	73,85822	73,88134	0,02312589	0,02312589	0,00506865	0,00506865	0,02819454	0,02819454	0,9503548	0,9503251	0,00212062	1,982229	0,01030759
B4 7-8	Industrial North e	B47	B48	205,6219	205,6205	0,01806914	0,00135547	0,00135547	67,3243	67,34275	67,3243	67,34275	0,01844774	0,01844774	0,0032398	0,0032398	0,02168755	0,02168755	0,9503563	0,9503305	0,00135547	1,806914	0,00939595
B4 8-9	Industrial North e	B48	B49	185,6706	185,6693	0,01631607	0,0012894	0,0012894	60,7857	60,80792	60,7857	60,80792	0,02221969	0,02221969	0,0030819	0,0030819	0,02530159	0,02530159	0,9503657	0,9503314	0,0012894	1,631607	0,00848436
B4 9-9	Industrial North e	B50	B49	152,4187	152,4195	0,01339316	0,00079441	0,00079441	49,90076	49,87952	49,90076	49,87952	0,02123366	0,02123366	0,00189877	0,00189877	0,02313243	0,02313243	0,9503634	0,950403	0,00079441	1,339376	0,00696476
B5 -	Industrial North e	B5	B6	4462,632	4460,42	0,3901847	2,212251	2,212251	1506,58	1501,37	1506,58	1501,37	5,210584	5,210584	5,287663	5,287663	0,07707921	0,07707921	0,9474639	0,9477509	2,212251	39,01847	0,202896
B5 0-1	Industrial North e	B50	B51	129,2768	129,2763	0,01135991	0,00048217	0,00048217	42,29459	42,31295	42,29459	42,31295	0,01836524	0,01836524	0,00115247	0,00115247	0,01951771	0,01951771	0,9504279	0,9503877	0,00048217	1,135991	0,00590715
B5 1-2	Industrial North e	B51	B52	89,37644	89,37629	0,00785271	0,0001536	0,0001536	29,19886	29,21151	29,19886	29,21151	0,01264456	0,01264456	0,00036713	0,00036713	0,01301169	0,01301169	0,9505593	0,9505194	0,0001536	0,7852706	0,00408341
B5 2-3	Industrial North e	B53	B52	89,37606	89,37628	0,0078527	0,00021336	0,00021336	29,22907	29,21151	29,22907	29,21151	0,0175617	0,0175617	0,00050997	0,00050997	0,01807167	0,01807167	0,950464	0,9505194	0,00021336	0,7853174	0,00408365
B5 3-4	Industrial North e	B53	B54	49,47623	49,47596	0,00434756	0,00027192	0,00027192	16,11498	16,18951	16,11498	16,18951	0,07452727	0,07452727	0,00064993	0,00064993	0,0751772	0,0751772	0,950835	0,950412	0,00027192	0,4347562	0,00226073
B5 4-4	Industrial North e	B54	B55	39,63399	39,639,6	0,0034835	0,00010241	0,00010241	12,9547	12,912,9	12,9547	12,912,9	0,0430,043	0,0430,043	0,00024477	0,00024477	0,0440,044	0,0440,044	0,9505135	0,9500,950	0,00010241	0,34835	0,00181142

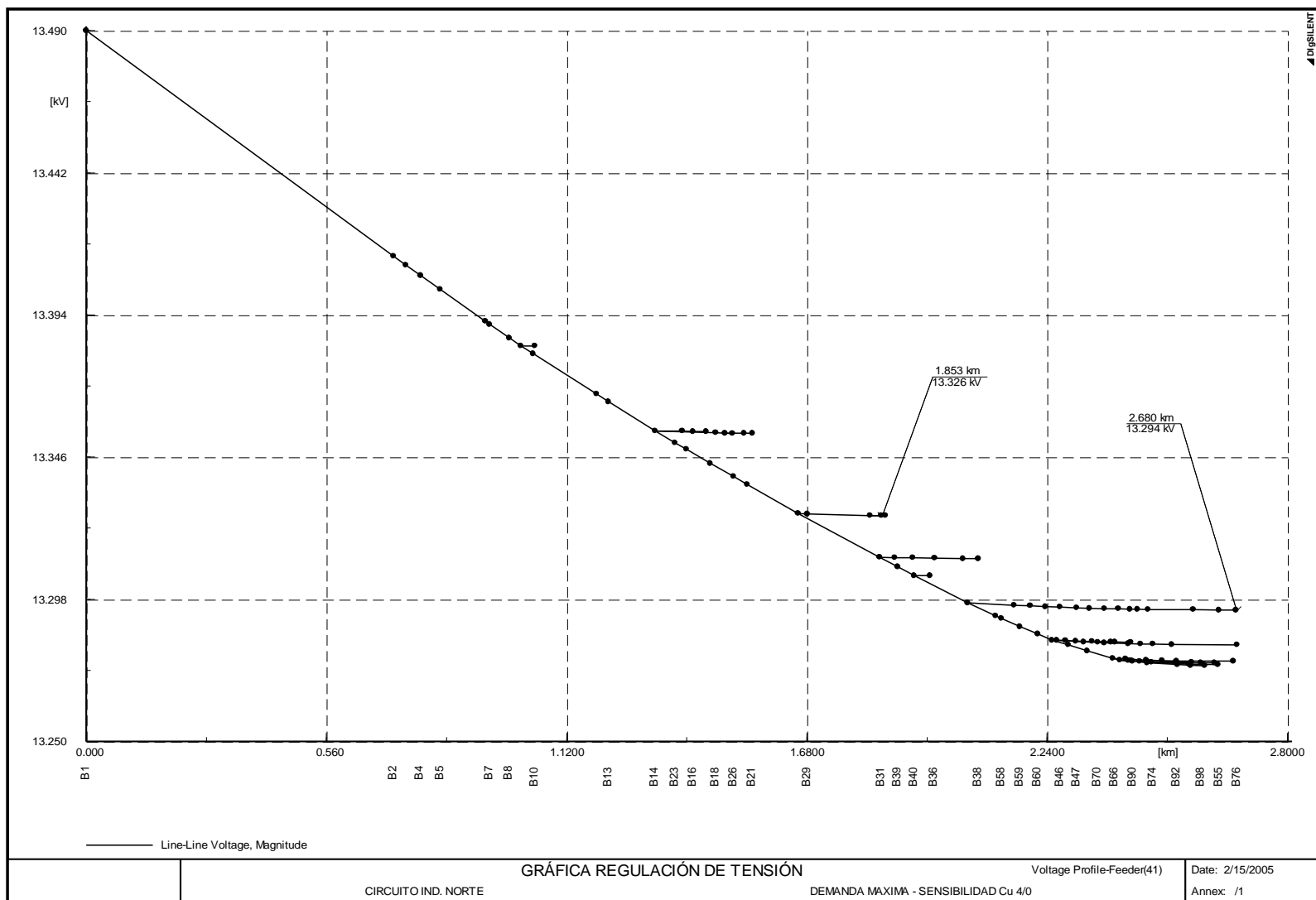
B5	Nort			3389					9855		9855	84898	84898			09375	09375		2023				
B5	Indu																						
5-	strial																						
B5	Nort			29,7	29,7	0,002	0,000	0,000	9,76	9,79	9,76	9,79	0,028	0,028	0,000	0,000	0,028	0,028	0,950	0,950	0,000	0,261	0,001
6	e	B55	B56	9192	9188	61902	03701	03701	3747	1849	3747	1849	10245	10245	08846	08846	19091	19091	2682	0025	03701	9023	36189
B5	Indu																						
7-	strial																						
B5	Nort			2832	2832	0,249	0,120	0,120	933,	932,	933,	932,	0,277	0,277	0,287	0,287	0,010	0,010	0,949	0,949	0,120	24,90	0,129
8	e	B57	B58	,238	,117	0786	2008	2008	0931	8159	0931	8159	1848	1848	3009	3009	1161	1161	7828	8064	2008	786	5209
B5	Indu																						
8-	strial																						
B5	Nort			2731	2731	0,240	0,343	0,343	899,	898,	899,	898,	0,789	0,789	0,820	0,820	0,031	0,031	0,949	0,949	0,343	24,02	0,124
9	e	B58	B59	,57	,226	2383	4461	4461	7685	9786	7685	9786	8333	8333	8957	8957	06245	06245	7992	8691	4461	383	9239
B5	Indu																						
9-	strial																						
B6	Nort			2671	2671	0,234	0,313	0,313	879,	878,	879,	878,	0,719	0,719	0,748	0,748	0,029	0,029	0,949	0,949	0,313	23,49	0,122
0	e	B59	B60	,377	,063	9755	2813	2813	3076	5884	3076	5884	1906	1906	7966	7966	60608	60608	8661	9312	2813	755	1872
B6	Indu																						
-	strial																						
B6	Nort			4413	4413	0,386	0,206	0,206	1486	1485	1486	1485	0,485	0,485	0,493	0,493	0,007	0,007	0,947	0,947	0,206	38,61	0,200
B7	e	B6	B7	,87	,664	1226	3275	3275	,07	,584	,07	,584	824	824	1584	1584	33442	33442	727	754	3275	226	7837
B6	Indu																						
0-	strial																						
B6	Nort			2650	2651	0,233	0,255	0,255	871,	872,	871,	872,	0,587	0,587	0,611	0,611	0,024	0,024	0,949	0,949	0,255	23,32	0,121
1	e	B61	B60	,858	,114	2206	9298	9298	4442	0313	4442	0313	1738	1738	7167	7167	54293	54293	9841	9306	9298	212	275
B6	Indu																						
1-	strial																						
B6	Nort			302,	302,	0,026	0,001	0,001	99,4	99,4	99,4	99,4	0,005	0,005	0,002	0,002	0,007	0,007	0,950	0,950	0,001	2,665	0,013
2	e	B61	B62	9799	9789	65269	08138	08138	6543	7079	6543	7079	35439	35439	58468	58468	93908	93908	1109	1056	08138	269	8594
B6	Indu																						
1-	strial																						
B6	Nort			381,	381,	0,033	0,004	0,004	125,	125,	125,	125,	0,010	0,010	0,011	0,011	0,021	0,021	0,950	0,950	0,004	3,357	0,017
8	e	B61	B68	7282	7235	57714	68067	68067	1942	2047	1942	2047	46411	46411	18761	18761	65173	65173	2019	1931	68067	714	46011
B6	Indu																						
1-	strial																						
B7	Nort			1966	1965	0,172	0,157	0,157	646,	646,	646,	646,	0,348	0,348	0,376	0,376	0,027	0,027	0,949	0,949	0,157	17,29	0,089
7	e	B61	B77	,149	,992	9929	3785	3785	7845	4358	7845	4358	7394	7394	1619	1619	42252	42252	9222	9648	3785	929	95632
B6	Indu																						
2-	strial																						
B6	Nort			233,	233,	0,020	0,002	0,002	76,5	76,5	76,5	76,5	0,025	0,025	0,006	0,006	0,031	0,031	0,950	0,950	0,002	2,052	0,010
3	e	B62	B63	2872	2846	52216	56441	56441	6493	9056	6493	9056	62617	62617	12939	12939	75556	75556	1363	1043	56441	216	67152
B6	Indu																						
3-	strial																						
B6	Nort			208,	208,	0,018	0,001	0,001	68,2	68,3	68,2	68,3	0,023	0,023	0,004	0,004	0,027	0,027	0,950	0,950	0,001	1,829	0,009
4	e	B63	B64	0147	013	29963	761	761	8501	0822	8501	0822	21532	21532	20908	20908	4244	4244	1166	0844	761	963	51581
B6	Indu																						
4-	strial																						
B6	Nort			196,	196,	0,017	0,001	0,001	64,3	64,4	64,3	64,4	0,026	0,026	0,004	0,004	0,031	0,031	0,950	0,950	0,001	1,724	0,008
5	e	B64	B65	043	0412	24731	7701	7701	7401	0081	7401	0081	80115	80115	23085	23085	032	032	0894	0501	7701	731	9686
B6	Indu																						
5-	strial																						
B6	Nort			96,2	96,2	0,008	0,000	0,000	31,6	31,6	31,6	31,6	0,006	0,006	0,000	0,000	0,007	0,007	0,950	0,950	0,000	0,847	0,004
6	e	B65	B66	9172	9162	4713	09931	09931	1574	2272	1574	2272	97926	97926	23737	23737	21663	21663	0989	0784	09931	1304	40508

B6-6	Industrial North			-																			
B6-7	Industrial North	B66	B67	43,09187	43,0918	0,00379133	0,0000716	0,0000716	14,13735	14,16316	14,13735	14,16316	0,0258086	0,0258086	0,00017114	0,00017114	0,02597974	0,02597974	0,9501717	0,9500028	0,0000716	0,3791334	0,00197149
B6-8	Industrial North			-																			
B6-9	Industrial North	B68	B69	347,1436	347,138	0,03053564	0,00567756	0,00567756	113,8392	113,8574	113,8392	113,8574	0,01818404	0,01818404	0,01357036	0,01357036	0,0317544	0,0317544	0,950212	0,9501958	0,00567756	3,053564	0,01587853
B6-9	Industrial North			-																			
B7-0	Industrial North	B69	B70	307,2382	307,2349	0,02702579	0,00323448	0,00323448	100,7433	100,7587	100,7433	100,7587	0,01536215	0,01536215	0,00773096	0,00773096	0,02309311	0,02309311	0,9502208	0,9502058	0,00323448	2,702579	0,01405341
B7-1	Industrial North			-																			
B7-2	Industrial North	B7	B8	4373,764	4372,832	0,3826412	0,9320672	0,9320672	1472,469	1470,275	1472,469	1470,275	2,194078	2,194078	2,227802	2,227802	0,03372412	0,03372412	0,9477333	0,9478565	0,9320672	38,26412	0,1989734
B7-3	Industrial North			-																			
B7-4	Industrial North	B70	B71	247,3852	247,3842	0,02176029	0,00098293	0,00098293	81,08765	81,09612	81,08765	81,09612	0,00847527	0,00847527	0,00234937	0,00234937	0,01082464	0,01082464	0,9502548	0,9502448	0,00098293	2,176029	0,01131535
B7-5	Industrial North			-																			
B7-6	Industrial North	B71	B72	239,4042	239,4008	0,02105923	0,00343683	0,00343683	78,47332	78,50551	78,47332	78,50551	0,03219618	0,03219618	0,00821463	0,00821463	0,04041081	0,04041081	0,9502529	0,9502137	0,00343683	2,105923	0,0109508
B7-7	Industrial North			-																			
B7-8	Industrial North	B72	B73	179,5511	179,5501	0,01579385	0,00100107	0,00100107	58,83447	58,853	58,83447	58,853	0,01853362	0,01853362	0,00239274	0,00239274	0,02092635	0,02092635	0,950284	0,9502544	0,00100107	1,579385	0,0082128
B7-9	Industrial North			-																			
B7-0	Industrial North	B73	B74	113,0504	113,05	0,0099433	0,00039677	0,00039677	36,99629	37,01627	36,99629	37,01627	0,01997769	0,01997769	0,00094836	0,00094836	0,02092605	0,02092605	0,9504022	0,9503522	0,00039677	0,9943302	0,00517052
B7-1	Industrial North			-																			
B7-2	Industrial North	B74	B75	99,75007	99,7496	0,0087739	0,00046871	0,00046871	32,64493	32,67556	32,64493	32,67556	0,03062915	0,03062915	0,0011203	0,0011203	0,03174944	0,03174944	0,9503987	0,9503119	0,00046871	0,8773904	0,00456243
B7-3	Industrial North			-																			
B7-4	Industrial North	B75	B76	19,94998	19,94991	0,00175536	0,00006471	0,00006471	6,447492	6,557016	6,447492	6,557016	0,1095238	0,1095238	0,00015467	0,00015467	0,1096785	0,1096785	0,951541	0,9500029	0,00006471	0,175536	0,00091279
B7-5	Industrial North			-																			
B7-6	Industrial North	B77	B78	1926,092	1925,917	0,169483	0,174908	0,174908	633,3217	632,9354	633,3217	632,9354	0,3863169	0,3863169	0,4180606	0,4180606	0,03174365	0,03174365	0,949964	0,9500121	0,174908	16,9483	0,08813116
B7-7	Industrial North			-																			
B7-8	Industrial North	B78	B79	1866,068	1865,847	0,1642172	0,2201879	0,2201879	613,2644	612,7807	613,2644	612,7807	0,4837361	0,4837361	0,5262872	0,5262872	0,04255103	0,04255103	0,9500124	0,9500746	0,2201879	16,42172	0,08539295
B7-9	Industrial North			-																			
B8-0	Industrial North	B79	B80	1478,806	1478,766	0,1301551	0,03985451	0,03985451	485,7446	485,6616	485,7446	485,6616	0,08300158	0,08300158	0,09525919	0,09525919	0,0122576	0,0122576	0,9500601	0,9500734	0,03985451	13,01551	0,06768067
B8-1	Industrial North			-																			
B8-2	Industrial North	B79	B81	387,0418	387,0418	0,03406296	0,0048171	0,0048171	127,0361	127,127	127,0361	127,127	0,0100010	0,0100010	0,0115137	0,0115137	0,0210021	0,0210021	0,9501298	0,9500950	0,0048171	3,406296	0,01771274

B8 1	Nort e			037					0462		0462	11787	11787		63157	63157		1213					
B8 -	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 -	trial			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B9	Nort	B8	B9	4246 ,482	4245 ,966	0,371 6108	0,515 9965	0,515 9965	1428 ,746	1427 ,533	1428 ,746	1427 ,533	1,213 537	1,213 537	1,233 321	1,233 321	0,019 78386	0,019 78386	0,947 7922	0,947 8623	0,515 9965	37,16 108	0,193 2376
B8 0-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 6	Nort	B80	B86	342, 3491	342, 346	0,030 13226	0,003 14126	0,003 14126	112, 4189	112, 4294	112, 4189	112, 4294	0,010 51669	0,010 51669	0,007 50815	0,007 50815	0,018 02484	0,018 02484	0,950 0871	0,950 0776	0,003 14126	3,013 226	0,015 66877
B8 0-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B9 0	Nort	B80	B90	607, 0536	607, 0417	0,053 43368	0,011 8537	0,011 8537	199, 4724	199, 4657	199, 4724	199, 4657	0,006 70294	0,006 70294	0,028 33239	0,028 33239	0,021 62944	0,021 62944	0,950 0262	0,950 0275	0,011 8537	5,343 368	0,027 78551
B8 0-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B9 5	Nort	B80	B95	529, 3631	529, 3574	0,046 59059	0,005 7076	0,005 7076	173, 7703	173, 7703	173, 7703	173, 7703	0,000 05668	0,000 05668	0,013 64216	0,013 64216	0,013 69884	0,013 69884	0,950 1186	0,950 1176	0,005 7076	4,659 059	0,024 22711
B8 1-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 2	Nort	B81	B82	327, 1873	327, 1818	0,028 79586	0,005 50801	0,005 50801	107, 3752	107, 3966	107, 3752	107, 3966	0,021 44379	0,021 44379	0,013 16509	0,013 16509	0,034 60888	0,034 60888	0,950 143	0,950 123	0,005 50801	2,879 586	0,014 97384
B8 2-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 3	Nort	B82	B83	260, 6821	260, 6794	0,022 94306	0,002 69524	0,002 69524	85,5 3997	85,5 602	85,5 3997	85,5 602	0,020 23441	0,020 23441	0,006 4421	0,006 4421	0,026 67651	0,026 67651	0,950 1535	0,950 1307	0,002 69524	2,294 306	0,011 93039
B8 3-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 4	Nort	B83	B84	140, 98	140, 9793	0,012 40723	0,000 72429	0,000 72429	46,2 182	46,2 4098	46,2 182	46,2 4098	0,022 78176	0,022 78176	0,001 73118	0,001 73118	0,024 51294	0,024 51294	0,950 239	0,950 1931	0,000 72429	1,240 723	0,006 45176
B8 4-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 5	Nort	B85	B84	7,97 9968	7,97 9977	0,000 69999	0,000 00898	0,000 00898	2,62 2801	2,52 7656	2,62 2801	2,52 7656	0,095 14545	0,095 14545	0,000 02147	0,000 02147	0,095 16692	0,095 16692	0,950 0031	0,953 3194	0,000 00898	0,070 24388	0,000 36527
B8 6-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 7	Nort	B87	B86	302, 4424	302, 4462	0,026 62012	0,003 82476	0,003 82476	99,3 3437	99,3 1539	99,3 3437	99,3 1539	0,018 97593	0,018 97593	0,009 14183	0,009 14183	0,028 11776	0,028 11776	0,950 0686	0,950 0874	0,003 82476	2,662 086	0,013 84285
B8 7-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 8	Nort	B88	B87	162, 7912	162, 7931	0,014 32814	0,001 87529	0,001 87529	53,4 7848	53,4 3538	53,4 7848	53,4 3538	0,043 09978	0,043 09978	0,004 48226	0,004 48226	0,047 58205	0,047 58205	0,950 0492	0,950 1248	0,001 87529	1,432 938	0,007 45128
B8 8-	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8 9	Nort	B89	B88	26,5 9987	26,5 999	0,002 34082	0,000 02807	0,000 02807	8,74 2663	8,71 6056	8,74 2663	8,71 6056	0,026 60716	0,026 60716	0,000 06708	0,000 06708	0,026 67424	0,026 67424	0,950 0031	0,950 2848	0,000 02807	0,234 1519	0,001 21759
B8 -	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B1 0	Nort	B9	B10	73,1 5011	73,1 4992	0,006 38776	0,000 18633	0,000 18633	24,0 1929	24,0 4302	24,0 1929	24,0 4302	0,023 73006	0,023 73006	0,000 44535	0,000 44535	0,024 17541	0,024 17541	0,950 0924	0,950 0007	0,000 18633	0,638 7763	0,003 32164
B1 -	Indu			-					-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B1 1	Nort	B9	B11	4039 ,816	4039 ,314	0,353 6106	0,501 8279	0,501 8279	1359 ,799	1358 ,621	1359 ,799	1358 ,621	1,178 215	1,178 215	1,199 456	1,199 456	0,021 24087	0,021 24087	0,947 7506	0,947 8222	0,501 8279	35,36 106	0,183 8775

B9 0-1	Indu				-																		
B9 1-1	str																						
B9 2-1	ial																						
B9 3-1	Nort	B90	B91	597,1998	597,1867	0,05256798	0,01300239	0,01300239	196,2309	196,2244	196,2309	196,2244	0,00656622	0,00656622	0,03107796	0,03107796	0,02451174	0,02451174	0,9500279	0,950029	0,01300239	5,256798	0,02733535
B9 4-1	e																						
B9 5-1																							
B9 6-1	Indu																						
B9 7-1	str																						
B9 8-1	Nort	B91	B92	437,5876	437,5734	0,03852001	0,01416819	0,01416819	143,7684	143,7842	143,7684	143,7842	0,01587565	0,01587565	0,03386442	0,03386442	0,04974007	0,04974007	0,9500385	0,9500252	0,01416819	3,852001	0,02003041
B9 9-1	e																						
B9 0-2																							
B9 1-2	Indu																						
B9 2-2	str																						
B9 3-2	Nort	B92	B93	337,8239	337,8201	0,02973935	0,00379422	0,00379422	110,9993	111,0125	110,9993	111,0125	0,01327656	0,01327656	0,00906886	0,00906886	0,02234542	0,02234542	0,9500318	0,9500197	0,00379422	2,973935	0,01546446
B9 4-2	e																						
B9 5-2																							
B9 6-2	Indu																						
B9 7-2	str																						
B9 8-2	Nort	B93	B94	231,4207	231,4188	0,02037313	0,0018955	0,0018955	76,04189	76,06115	76,04189	76,06115	0,01925575	0,01925575	0,00453057	0,00453057	0,02378631	0,02378631	0,9500273	0,9500031	0,0018955	2,037313	0,01059403
B9 9-2	e																						
B9 0-3																							
B9 1-3	Indu																						
B9 2-3	str																						
B9 3-3	Nort	B95	B96	462,8577	462,8515	0,04073753	0,0062009	0,0062009	151,9137	151,9183	151,9137	151,9183	0,0046448	0,0046448	0,01482122	0,01482122	0,01946602	0,01946602	0,9501341	0,95013	0,0062009	4,073753	0,02118351
B9 4-3	e																						
B9 5-3																							
B9 6-3	Indu																						
B9 7-3	str																						
B9 8-3	Nort	B96	B97	359,1121	359,1082	0,03160628	0,00387083	0,00387083	117,8219	117,8329	117,8219	117,8329	0,01093423	0,01093423	0,00925197	0,00925197	0,02018619	0,02018619	0,9501666	0,9501571	0,00387083	3,160628	0,01643527
B9 9-3	e																						
B9 0-4																							
B9 1-4	Indu																						
B9 2-4	str																						
B9 3-4	Nort	B97	B100	285,9579	285,9503	0,02517139	0,00754036	0,00754036	93,89491	93,93889	93,89491	93,93889	0,04397399	0,04397399	0,01802276	0,01802276	0,06199674	0,06199674	0,9500935	0,9500477	0,00754036	2,517139	0,01308912
B9 4-4	e																						
B9 5-4																							
B9 6-4	Indu																						
B9 7-4	str																						
B9 8-4	Nort	B97	B98	73,15031	73,14965	0,00643867	0,00065956	0,00065956	23,93795	24,01927	23,93795	24,01927	0,08132849	0,08132849	0,00157645	0,00157645	0,08290494	0,08290494	0,9504054	0,9500919	0,00065956	0,6438675	0,00334811
B9 9-4	e																						
B9 0-5																							
B9 1-5	Indu																						
B9 2-5	str																						
B9 3-5	Nort	B99	B98	13,29994	13,29995	0,00117018	0,00000607	0,00000607	4,371331	4,348277	4,371331	4,348277	0,02305435	0,02305435	0,0000145	0,0000145	0,02306885	0,02306885	0,9500031	0,9504908	0,00000607	0,1170779	0,0006088

Anexo 8. Resultados Obtenidos De La Simulación Situación Con Proyecto



Anexo 9. Grafica De La Regulación De La Tensión Situación Con Proyecto